



**FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA**

## **ESTUDO E VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA DE SISTEMAS AUTÓNOMOS**

**MÁRIO ALEXANDRE CAEIRO DE JESUS**

Dissertação apresentada na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

**Orientador: Professor João Martins**

**Co – orientador: Professor Cristin Caracaleanu**

**Portugal, Lisboa - 2010**



# Agradecimentos

Em primeiro lugar, ao meu orientador Prof. João Martins e ao meu co-orientador Prof. Cristin Caracaleanu, pela amizade, credibilidade, apoio, disponibilidade, conselhos e sugestões fundamentais para a realização deste trabalho.

Ao Departamento de Engenharia Electrotécnica, pelos meios disponibilizados para a realização deste trabalho.

Aos meus amigos e colegas de curso, por tudo que se passou nestes anos de universidade, em especial um grande agradecimento ao André Jorge, André Garrido, Edgar Silva, Gonçalo Nunes e João Guerreiro.

Finalmente, mas sem dúvida o mais importante, dedico este trabalho aos meus pais, António e Maria Helena que sempre me apoiaram em tudo na minha vida, acreditando sempre que seria capaz de alcançar os meus objectivos.



*“I believe that water will one day be employed as a fuel, that hydrogen and oxygen which constitute it, used singly or together, will furnish an inexhaustible source of heat and light.”*

Jules Verne



# Resumo

A electrificação rural e o fornecimento de energia eléctrica a locais afastados é já hoje um mercado importante para os sistemas de produção de energia eléctrica baseados em fontes de energia renovável.

A necessidade de garantir um fornecimento de energia 24 horas por dia obriga à consideração de um grupo electrogéneo que visa suprir as necessidades energéticas não satisfeitas pelos outros componentes produtores: módulos fotovoltaicos e aerogeradores. Do ponto de vista ambiental esta solução não se apresenta como ideal, pois um dos componentes do sistema recorre a um vector de energia não renovável – o diesel.

O objectivo deste projecto é pesquisar/descrever (nas vertentes técnica e económica) as actuais soluções ao nível dos sistemas totalmente autónomos, onde todos os componentes do sistema se baseiam exclusivamente em energias renováveis.

Deverá ser focado mais em pormenor a questão da garantia do fornecimento ininterrupto de energia. Qual a melhor solução: armazenamento de energia em baterias de acumuladores ou em hidrogénio? Ou então considerar um misto das duas soluções (armazenamento de curta duração em baterias de acumuladores e de longa duração em hidrogénio)? Quais os limiares de interesse para cada solução?

**Palavras-chave:** Sistemas autónomos, Energia solar fotovoltaica, Energia Eólica, Hidrogénio.





# Abstract

Rural and remote sites electrification is nowadays an important market for renewable energy based electrical production systems.

The need to ensure a supply of energy 24 hours a day requires the consideration of a generating unit that aims meet the energy needs not met by other components producers: photovoltaic modules and wind turbines. From the point of view environment this solution is not presented as ideal, because one of the components system uses a vector of non-renewable energy - the diesel.

The aim of this project is to investigate / describe (on the technical and economic) solutions to the current level of fully autonomous systems, where all components of the system are based exclusively on renewable energy.

Should be focused in more detail the issue of ensuring the uninterrupted supply of energy. What is the best solution: energy storage accumulator batteries or hydrogen? Or consider a mixture of two solutions (short-term storage of accumulator batteries and long-term hydrogen)? What are the thresholds of interest for each solution?

**Keywords:** Autonomous systems; PV Energy; Wind Energy; Hydrogen;



# Símbolos e Notação

A	ampère
AC	alternating current (CA- corrente alternada)
DC	direct current (DC-corrente contínua)
DOD	depth of discharge
h	hora
m	metro
MDOD	maximum depth of discharge
kg	quilograma
Pa	pascal
SOC	State of Charge- Estado da carga
UPS	uninterruptible power supply
V	volt
VRLA	valve regulated lead acid
W	watt



# Índice Geral

<b>Agradecimentos.....</b>	<b>iii</b>
<b>Resumo.....</b>	<b>vii</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>ix</b>
<b>Símbolos e Notação .....</b>	<b>xi</b>
<b>Índice Geral.....</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice de Figuras .....</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Tabelas .....</b>	<b>xxi</b>
<b>1 Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objectivos .....	1
1.3 Estrutura .....	2
<b>2 Estado da Arte.....</b>	<b>3</b>
2.1 Sistemas Autónomos .....	3
<b>3 Produção e Armazenamento em Sistemas Autónomos .....</b>	<b>11</b>
3.1 Produção de energia eléctrica.....	11
3.1.1 Conversão fotovoltaica de energia.....	11
3.1.2 Potencial solar em Portugal .....	14
3.1.3 Dimensionamento do gerador fotovoltaico.....	17
3.1.4 Eólico .....	18

3.1.5	Pilhas de combustível .....	24
3.2	Armazenamento de energia .....	36
3.2.1	Baterias .....	36
3.2.2	Hidrogénio .....	44
<b>4</b>	<b>Análise Técnica .....</b>	<b>49</b>
4.1	Apresentação do modelo .....	49
4.2	Estimativa de consumo .....	51
4.3	Recolha de dados .....	54
4.3.1	Radiação Solar .....	55
4.3.2	Temperatura .....	57
4.3.3	Velocidade do vento .....	60
4.4	Descrição dos sistemas .....	63
4.5	Produção .....	64
4.5.1	Gerador fotovoltaico .....	65
4.5.2	Gerador eólico .....	67
4.5.3	Pilha de combustível .....	69
4.5.4	Análise do desempenho de pilha de combustível de 1.2kW .....	70
4.6	Armazenamento .....	76
4.6.1	Sistema com armazenamento a hidrogénio .....	76
4.6.2	Sistema com armazenamento a baterias .....	95
<b>5</b>	<b>Análise Económica .....</b>	<b>99</b>
5.1	Valor temporal do dinheiro .....	99
5.2	Valor presente .....	100
5.3	Custo do ciclo de vida .....	102

5.4	Custo do ciclo de vida anualizado.....	102
5.5	Caso de estudo.....	102
5.5.1	Cenário de saída de crise .....	104
5.5.2	Cenário de crescimento económico moderado a médio prazo .....	106
5.5.3	Cenário de “boom” económico.....	108
5.6	Análise de resultados.....	110
<b>6</b>	<b>Conclusões e Perspectivas futuras.....</b>	<b>111</b>
	<b>Bibliografia.....</b>	<b>113</b>





# Índice de Figuras

Figura 2.1 - Etapas do dimensionamento de um sistema autónomo.....	5
Figura 3.1 - Módulo monocristalino BP Solar [BP Solar].....	13
Figura 3.2 - Painéis fotovoltaicos [BP Solar] .....	13
Figura 3.3 - Irradiação global e potencial de energia solar, módulos fotovoltaicos instalados horizontalmente [Šúri, 2007] .....	15
Figura 3.4 - Irradiação global e potencial de energia solar, módulos fotovoltaicos inclinados [Šúri, 2007].....	16
Figura 3.5 – Rosa-dos-ventos característica da estação anemométrica IN-12 Pedreiras – EOLOS INETI .....	19
Figura 3.6 - Distribuição Weibull característica da estação anemométrica IN-12 Pedreiras-EOLOS INETI.....	20
Figura 3.7 - Design “upwind” e “downwind” [Manwell et al, 2002] .....	22
Figura 3.8 - Gerador eólico horizontal [Nordex] .....	23
Figura 3.9 - Pilha de combustível [Ballard].....	25
Figura 3.10 - Produção. Adaptado de [DOE] .....	26
Figura 3.11 - Tipos de pilhas de combustível e suas reacções [Barbir, 2005].....	30
Figura 3.12 - PDA alimentado a pilha de combustível [Iberdrola Renovables].....	33
Figura 3.13 - Autocarro movido a hidrogénio Fonte [Iberdrola Renovables] .....	34
Figura 3.14 - Sistema estacionário [Iberdrola Renovables].....	34
Figura 4.1 - Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa [Google Earth] .....	50
Figura 4.2 - Diagrama de princípio de um sistema autónomo . Adaptado de [Simões et al, 2009] .....	51
Figura 4.3 - Taxa de posse dos equipamentos [DGGE, 2004] .....	52

Figura 4.4 - Diagrama de cargas para um dia de semana .....	53
Figura 4.5 - Diagrama de cargas para um dia de fim de semana.....	54
Figura 4.6 - Radiação Solar Média para o mês de Janeiro .....	55
Figura 4.7 - Radiação Solar Média para o mês de Fevereiro .....	56
Figura 4.8 - Radiação Solar Média para o mês de Julho .....	56
Figura 4.9 - Radiação Solar Média para o mês de Agosto .....	57
Figura 4.10 - Temperatura Média para o mês de Janeiro .....	58
Figura 4.11 - Temperatura Média para o mês de Fevereiro .....	58
Figura 4.12 - Temperatura Média para o mês de Julho .....	59
Figura 4.13 - Temperatura Média para o mês de Agosto .....	59
Figura 4.14 - Velocidade do vento relativo ao mês de Janeiro de 2008.....	60
Figura 4.15 - Velocidade do vento relativo ao mês de Fevereiro de 2008.....	61
Figura 4.16 - Velocidade do vento relativo ao mês de Julho de 2008.....	61
Figura 4.17 - Velocidade do vento relativo ao mês de Agosto de 2008.....	62
Figura 4.18 - Modelo do sistema RenH <sub>2</sub> .....	64
Figura 4.19 - Curva V-I do módulo fotovoltaico Isófoton I-53 de 53W .....	66
Figura 4.20 - Curva de potência do Gerador Eólico de 2kW da Yangzhou Shenzhou Wind-driven Generator Co., Ltd .....	68
Figura 4.21 - Gerador Eólico de 2kW da Yangzhou Shenzhou Wind-driven Generator Co., Ltd instalado no Departamento de Engenharia Electrotécnica da FCT- UNL.....	68
Figura 4.22 - Pilha de combustível Ballard Nexa de 1.2kW instalado no Departamento de Engenharia Electrotécnica da FCT-UNL .....	71
Figura 4.23 - Inversor Hydroboy 1124 instalado no Departamento de Engenharia Electrotécnica da FCT-UNL.....	72
Figura 4.24 - Interface do software NexaMon OEM 2.0 .....	73

Figura 4.25 - Sistema instalado no Departamento de Engenharia Electrotécnica da FCT-UNL.....	73
Figura 4.26 - Curvas V-I e P-I da pilha de combustível Ballard Nexa de 1.2kW instalado no Departamento de Engenharia Electrotécnica da FCT-UNL.....	74
Figura 4.27 - Comparação de consumos.....	75
Figura 4.28 - Consumo associado à potência utilizada.....	75
Figura 4.29 - Fluxograma do algoritmo de controlo considerado .....	78
Figura 4.30 - Comportamento do sistema para o mês de Janeiro .....	79
Figura 4.31 - Produção relativa do mês de Janeiro .....	80
Figura 4.32 - Pilha e Electrolisador relativos ao mês de Janeiro .....	81
Figura 4.33 - Comportamento do sistema para o mês de Fevereiro .....	82
Figura 4.34 - Produção relativa do mês de Fevereiro .....	82
Figura 4.35 - Pilha e Electrolisador relativos ao mês de Fevereiro .....	83
Figura 4.36 - Comportamento do sistema para o mês de Julho .....	84
Figura 4.37 - Produção relativa do mês de Julho.....	85
Figura 4.38 - Pilha e Electrolisador relativos ao mês de Julho.....	86
Figura 4.39 - Comportamento do sistema para o mês de Agosto .....	87
Figura 4.40 - Produção relativa do mês de Agosto.....	87
Figura 4.41 - Pilha e Electrolisador relativos ao mês de Agosto .....	88
Figura 4.42 - Produção relativa o mês de Agosto.....	94
Figura 4.43 - Pilha e Electrolisador relativa ao mês de Agosto.....	94
Figura 4.44 - Estado de carga da bateria para um dia de Janeiro.....	96
Figura 4.45 - Estado de carga da bateria para um dia de Fevereiro.....	96
Figura 4.46 - Estado de carga da bateria para um dia de Julho .....	97

Figura 4.47 - Estado de carga da bateria para um dia de Agosto .....	98
Figura 5.1 - Cenário de saída de crise - CCV .....	105
Figura 5.2 - Cenário de saída de crise - CCVA .....	105
Figura 5.3 - Crescimento económico moderado a médio prazo - CCV .....	107
Figura 5.4 - Crescimento económico moderado a médio prazo - CCVA.....	107
Figura 5.5 - Boom económico - CCV .....	109
Figura 5.6 - Boom económico - CCVA.....	109

# Índice de Tabelas

Tabela 3.1 – Escala Beaufort .....	21
Tabela 3.2 - Principais características das pilhas de combustível .....	30
Tabela 3.3 - Características dos diversos tipos de pilhas de combustível .....	31
Tabela 3.4 - Principais características e aplicações das Baterias Primárias .....	37
Tabela 3.5 - Principais características e aplicações das Baterias Secundárias .....	39
Tabela 3.6 - Densidade de energia de diferentes combustíveis .....	45
Tabela 4.1 – Potência dos equipamentos .....	52
Tabela 4.2 - Tempo diário de operação .....	53
Tabela 4.3 - Tempo diário de operação (fim de semana) .....	54
Tabela 4.4 - Dados para a estação de Inverno .....	62
Tabela 4.5 - Dados para a estação de Verão .....	63
Tabela 4.6 - Tensões recomendadas para sistemas fotovoltaicos [Masters, 2004]....	66
Tabela 4.7 - Características da pilha de combustível.....	71
Tabela 4.8 - Relação de comparação de consumos .....	89
Tabela 4.9 - Horas de funcionamento .....	91
Tabela 4.10 – Resultados da simulação .....	93



# 1 Introdução

## 1.1 Motivação

A energia solar e a energia eólica são reconhecidas fontes de energias renováveis, apresentando uma contribuição energética cada vez mais significativa no “mix” energético actual. Tal contribuição torna-se qualitativamente importante em locais isolados e/ou afastados das redes de distribuição, onde o custo da energia eléctrica fornecida por sistemas fotovoltaicos ou eólicos pode ser inferior ao custo da energia eléctrica comercial convencional.

A produção em excesso pode ser utilizada através de armazenamento, seja em bancos de acumuladores ou na produção de hidrogénio e posterior armazenamento, de modo a complementar ou substituir falhas na produção, ou seja quando a disponibilidade solar e eólica não é suficiente.

A presente dissertação é motivada pelo estudo técnico-económico de sistemas autónomos.

## 1.2 Objectivos

O objectivo principal desta dissertação será o estudo do comportamento de um sistema autónomo, com armazenamento sob a forma de hidrogénio e discutir a sua viabilidade técnico-económica em comparação a tecnologias já existentes, nomeadamente o armazenamento de energia eléctrica em baterias.

### **1.3 Estrutura**

A presente dissertação está estruturada em 6 capítulos, organizados da seguinte forma:

No capítulo 1 são apresentadas a motivação, os principais objectivos e a estrutura do trabalho.

O capítulo 2 é dedicado ao estado da arte, fazendo referência aos sistemas autónomos existentes.

No capítulo 3 analisa-se a produção e armazenamento de energia.

No capítulo 4 efectua-se o estudo técnico de um sistema autónomo, com ênfase nos resultados das simulações efectuadas.

No capítulo 5 apresenta-se o estudo económico referente ao sistema estudado no capítulo 5.

Finalmente, as conclusões e considerações sobre futuros desenvolvimentos são apresentadas no capítulo 6.



# 2 Estado da Arte

No presente capítulo, será dado ênfase ao estado da arte fazendo referência aos sistemas autónomos existentes, bem como alguns estudados e as políticas nacionais e europeias existentes.

## 2.1 Sistemas Autónomos

Um sistema autónomo consiste na combinação exclusiva de fontes de energia renovável para fornecimento ininterrupto de energia. A utilização de sistemas autónomos, observa-se onde não é possível o fornecimento de energia através da rede pública de distribuição de energia eléctrica, por razões técnicas e/ou económicas. Nestes casos, os sistemas autónomos podem constituir alternativas com uma vertente económica de elevado interesse.

Como os sistemas ligados à rede apenas utilizam as fontes renováveis para reserva e complemento, não existe o problema do armazenamento. Isto faz com que estes se tornem mais simples e baratos. Nos sistemas autónomos, a electricidade torna-se mais valiosa e o custo extra e complexidade de um sistema autónomo pode render grandes benefícios. Em vez de competir com tarifas de electricidade, o sistema passa a competir com outras tecnologias de armazenamento. Os sistemas autónomos devem ser desenvolvidos com grande rigor de modo a obter bons desempenhos [Masters, 2004].

De modo a atenuar o efeito da diminuição de produção renovável durante períodos de pouca disponibilidade, os sistemas autónomos precisam de um sistema de apoio, o armazenamento. Este armazenamento irá permitir que o sistema não colapse, aumentando a fiabilidade do conjunto. Obtendo um maior rendimento

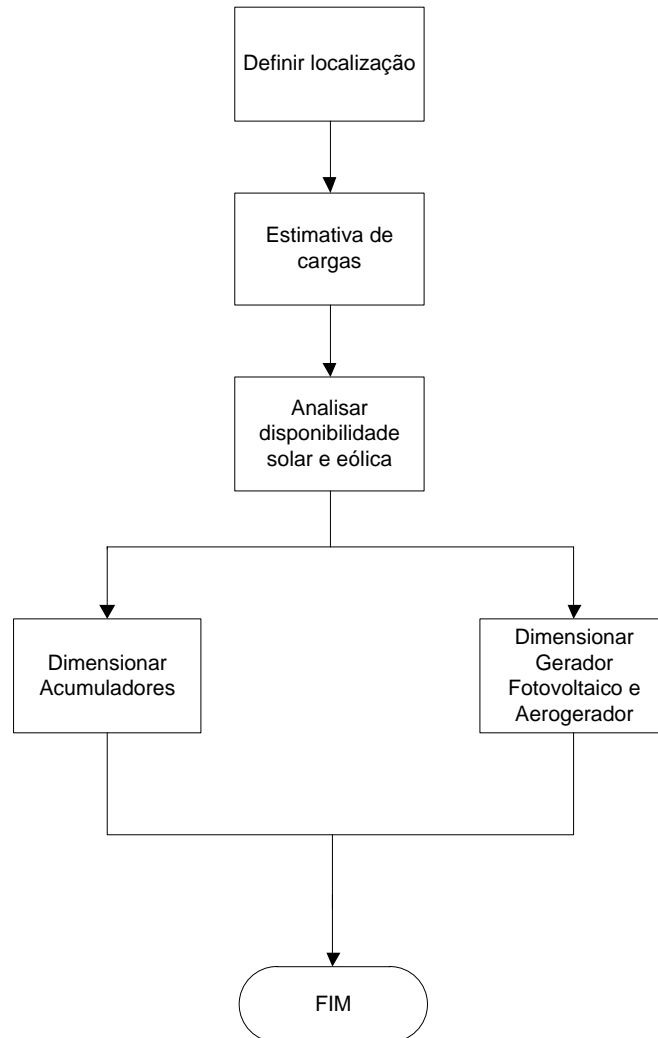
combinado com baixas emissões, os sistemas autónomos são susceptíveis de ser a escolha para a próxima geração de sistemas de geração de energia [Rajashekara, 2005].

Em geral, a utilização de acumuladores obriga a que se torne indispensável a utilização de um regulador de carga adequado que faça a gestão do processo de carga, de forma a proteger e garantir uma elevada fiabilidade e um maior tempo de vida útil dos acumuladores [IST,DGS, 2004]]

O desenvolvimento de um sistema autónomo começa com a estimação de consumos. A potência requerida, bem como a energia consumida e a sua distribuição temporal são factores importantes a considerar no desenvolvimento do sistema [Masters, 2004].

Devido ao carácter aleatório das energias solar e eólica, é necessário projectar o sistema de modo a ter um balanço de energia equilibrada nos vários períodos do ano. Caso contrário, o sistema pode tornar-se inviável do ponto de vista técnico e económico. A combinação de energia solar e energia eólica pode constituir uma boa solução de modo a manter os níveis de produção estáveis durante o ano. [IST, DGS, 2004] .

O seguinte diagrama lógico (Figura 2.1) resume de uma forma simplificada o processo de dimensionamento de um sistema autónomo: deve ser escolhido um local adequado para a sua localização, fazer uma estimativa de cargas bem como a recolha de dados meteorológicos do local. O dimensionamento da produção é efectuado de acordo com a estimativa de cargas associado enquanto que paralelamente o dimensionamento dos acumuladores é efectuado de acordo com a autonomia desejada.



**Figura 2.1 - Etapas do dimensionamento de um sistema autónomo**

Estes sistemas de produção de energia eléctrica apresentam uma contribuição energética cada vez mais significativa, sendo importante conhecer em detalhe o comportamento dos mesmos. Este tipo de sistemas é actualmente estudado com grande interesse pela comunidade científica e industrial. Vários autores/investigadores na presente década estudaram o comportamento de diversos sistemas autónomos.

Hoffmann testou uma pilha de combustível PEM de 1500W e no seu estudo concluiu que em certos nichos de mercado de UPS, as pilhas de combustível podem substituir baterias e o gerador diesel [Hoffmann, 2005].

Dufo-López et al, optimizaram um sistema fotovoltaico/eólico/diesel com armazenamento em hidrogénio e concluíram que uma boa gestão da procura de energia pode reduzir a operação e custos dos sistemas autónomos e que o perfil de carga tem influência no projecto destes sistemas [Dufo-López et al, 2008].

Jacobs e Beukes, elaboraram um estudo sobre uma situação na qual as pilhas de combustível podem acrescentar vantagens sem por em causa o desempenho e sem impactes no ambiente. Apesar de não ser actualmente economicamente ou tecnicamente viáveis em todas as aplicações, podem vir a ter um papel fundamental no futuro próximo. A tecnologia está a atingir maturidade e melhoramentos podem ser esperados para reduzir custos [Jacobs & Beukes, 2006].

Não existindo um algoritmo unânime aceite para o dimensionamento, geralmente o dimensionamento é feito consoante o perfil de carga, condições das energias ou utilizando simuladores. Para tal existem vários simuladores que podem dar a sua contribuição para a realização do dimensionamento.

Um exemplo de pacote integrado de aplicações informáticas que permite a simulação dos sistemas de energia é o HOMER, desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL).

O HOMER consegue modelar sistemas ligados à rede ou autónomos, em várias configurações como, entre vários, módulos fotovoltaicos, aerogeradores, pilhas de combustível e baterias, realizando três tarefas: simulação, optimização e análise.

Para cada componente, HOMER combina o capital inicial, custos de substituição e manutenção e custos de combustível associados de modo a encontrar o custo anual do componente. Este representa o custo anual hipotético que se ocorresse a cada ano do projecto daria um custo equivalente ao valor actualizado líquido de todos os custos individuais e receitas associadas a cada componente sobre o tempo de vida de projecto.

Van Alphen et al, utilizaram a tecnologia de simulação/optimização HOMER para criar projectos de sistemas de energia exclusivamente baseados em energias renováveis para as Maldivas, de modo a determinar o seu potencial. Concluíram que

um sistema autónomo eólico/diesel é mais viável que um solar/diesel [K. van Alphen et al, 2007].

Bludszuweit et al, estudaram a viabilidade de um sistema autónomo com armazenamento de energia e previsão de produção energética através do programa HOMER comparando os resultados com um simulador desenvolvido em Matlab. O sistema autónomo fotovoltaico e eólico representa a melhor solução em termos de rendimento global comparado com sistemas fotovoltaicos isolados ou eólicos isolados com armazenamento a baterias [Bludszuweit et al, 2006].

Um outro bom exemplo de pacotes de simulação é o Hybrid2, também desenvolvido pela NREL, que tira partido de um modelo misto probabilístico e de séries temporais, dimensionando sistemas híbridos e seleccionando entre várias opções de controlo na base do desempenho e economia do sistema, quando são conhecidas as especificidades do local e os perfis de consumo.

Mills projectou um sistema autónomo tendo o subsistema de produção e armazenamento baseado em hidrogénio, que foi simulado no simulador Hybrid2, utilizando as características da área em redor. A pilha de combustível iria funcionar quando a energia renovável fosse insuficiente. Com os dados obtidos na sequência de uma simulação durante um ano, a energia produzida em excesso ultrapassava em 160% a carga [Mills & Al-Hallaj, 2004].

Quanto a estudos efectuados em Portugal, vários estudos foram efectuados sobre energia fotovoltaica, bem como energia eólica, sendo que a interligação de ambos em sistemas autónomos apenas remonta a esta década.

A partir da década de 90, foram iniciados estudos e projectos para a utilização de energia eólica como fonte de electricidade, através das medições do potencial eólico e instalação de aerogeradores experimentais. Desde então vários parques eólicos foram surgindo em Portugal, como é o caso de Fonte da Mesa (inaugurada em 1996, com vinte torres de 42m e potência de 10MW), Pena Suar (inaugurada em 1997, com a mesma dimensão e potência que o de Fonte da Mesa), Serra de Alvéolos (inaugurada em 2000, com dezassete torres de 60m e potência estimada de 9MW),

Serra do Larouco (inaugurada em 2000, com nove torres de 60m e potência estimada de 9MW), Serra do Funchal (inuagurada em 1999, com duas torres de 60m e potência de 3MW), Vila do Bispo (inagurada em 1999, com quatro torres de 42m e potência de 2MW, entre outros.

Quanto a sistemas isolados fotovoltaicos, foram efectuadas várias instalações em Ourique, Vale da Rosa, Castro d'Aire, Berlengas entre outros.

A nível de sistemas autónomos baseados em hidrogénio, devido ao conhecimento adquirido das fontes renováveis, tem sido aprofundado o estudo de pilhas de combustível e produção de hidrogénio. Ultimamente a produção de hidrogénio a partir das fontes renováveis tem vindo a ser objecto de estudo acentuado porém, o estudo sobre a produção biológica de hidrogénio tem também vindo a crescer a olhos vistos. Na presente década vários focos de I&D surgiram em Portugal, sendo exemplos o H2\_STORE (INETI) o RENH2 (EST Setúbal, FCT-UNL, INETI) e o H2-REM (Instituto de Engenharia Mecânica). Na União Europeia, os sistemas energéticos foram uma das prioridades do 6º Programa Quadro (2002-2006), onde cerca de 75% dos projectos de investigação com pilhas de combustível e hidrogenio estiveram englobados nesta prioridade. Actualmente o 7º Programa Quadro (2007-2013) engloba vários projectos relativos a esta temática.

A nível político, em 2007, o hidrogénio e pilhas de combustível não faziam parte da estratégia do XVII Governo em relação às renováveis. Apenas a energia hídrica, energia eólica, bioenergia, energia solar, energia geotérmica, energia das ondas faziam parte da aposta das energias renováveis. O Decreto-Lei 363/2007 de 2 de Novembro estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de produção de electricidade em baixa tensão com potência de ligação até 5,75kW. O tarifário de referência previsto depende do tipo de energia renovável utilizada, mediante a aplicação das seguintes percentagens à tarifa de referência: solar-100%, eólica-70%, hídrica-30%, cogeração a biomassa-30%. As pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável têm a percentagem prevista aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio.

Em relação à União Europeia, a plataforma European Hydrogen and Fuel Cell apresentou em 2007 o relatório sobre o plano de implementação de políticas europeias para o desenvolvimento e estudo de hidrogénio e pilhas de combustível. Inclui uma estratégia de política energética e apela a um aumento de 50% na investigação energética de modo a acelerar a mudança para um baixo teor de carbono, de elevado rendimento energético. Segundo a plataforma, o hidrogénio e as pilhas de combustível podem desempenhar um papel significativo na Europa, permitindo que possam ser aplicadas aos transportes, facilitar geração de energia distribuída, e ajudar a lidar com o carácter intermitente de energias renováveis.

Sintetizando e baseando-se nos resultados obtidos pelas várias equipas de investigação (alguns apresentados no âmbito da presente dissertação), chegou-se à conclusão que os seguintes critérios são críticos para os sistemas estudados na presente dissertação:

- **Fiabilidade** - é um dos critérios mais importantes devido à necessidade do dispositivo ser capaz de fornecer energia sempre quando for preciso. O seu nível é directamente relacionado com os custos do sistema.
- **Custo de ciclo de vida** - este custo deve ser mais baixo possível e obter resultados positivos em comparação com sistemas baseados em outras tecnologias. Inclui o capital inicial e os valores de manutenção durante o tempo de vida do equipamento.
- **Desempenho** – o sistema deve ser capaz de providenciar energia durante uma longa duração e conseguir um rápido carregamento. O desempenho não deve depender das condições ambientais e deve ser mantida durante o tempo de vida do equipamento.
- **Rendimento** - Deve obter bons níveis de eficácia energética de forma a serem uma alternativa viável.





# 3 Produção e Armazenamento em Sistemas Autónomos

No presente capítulo será dado ênfase às tecnologias de conversão de energia utilizada no presente estudo, nomeadamente solar fotovoltaica e eólica, bem como às tecnologias de armazenamento, utilizando baterias ou hidrogénio. Serão assim analisadas as formas mais usuais de produção e armazenamento.

## 3.1 Produção de energia eléctrica

O cálculo do consumo de energia eléctrica, bem como o dimensionamento da produção, considerando o potencial existente no local, são fundamentais para o projecto dos sistemas autónomos e uma óptima gestão da energia.

No presente subcapítulo é apresentada a produção de energia eléctrica baseada em conversão solar fotovoltaica, eólica e a partir de pilhas de combustível.

### 3.1.1 Conversão fotovoltaica de energia

A energia solar fotovoltaica resulta da conversão directa da radiação solar em energia eléctrica. A célula fotoelétrica é o elemento básico de conversão

constituído, pelo menos por uma junção semicondutor de tipo p-n. Os fótons da radiação solar incidente na superfície da junção provocam a aparição de um fluxo de electrões a partir do semicondutor do tipo n- e um fluxo de lacunas a partir do semicondutor do tipo p+, gerando uma corrente eléctrica através da carga ligada aos terminais externos da célula. A tensão pode ser aumentada usando várias células p-n ligadas em série. As células fotovoltaicas ligadas em série, constituem um módulo que normalmente apresenta aos seus terminais uma tensão contínua de 12V [Leão Rodrigues, A., 2005].

A tecnologia actual em sistemas fotovoltaicos assenta basicamente em estruturas de silício monocristalino e policristalino. Um outro material semicondutor utilizado com excelentes resultados em termos de características eléctricas e estabilidade dos módulos é o arsenido de gálio. Infelizmente, o preço bastante elevado limita a aplicação deste tipo de módulos à indústria espacial.

As tecnologias mais recentes, utilizam as chamadas películas finas realizadas através de processos de deposição de compostos à base de cádmio ou de cobre para realização de células/módulos fotovoltaicos (Figuras 3.1 e 3.2).

Durante o ciclo de vida de um sistema fotovoltaico, entre 20 a 30 anos, a energia produzida é considerada como um retorno do investimento feito na sua construção.

Luque [Luque and Hegedus, 2003] considera que o retorno do investimento é determinado por quatro factores mencionados de seguida:

- O projecto do sistema;
- A localização do sistema;
- O ciclo de vida do sistema;
- A parte da energia consumida durante o processo de produção que está incluída/calculada no retorno.



**Figura 3.1 - Módulo monocristalino BP Solar [BP Solar]**



**Figura 3.2 - Paíneis fotovoltaicos [BP Solar]**

Como as células individuais têm tensões de saída limitadas a aproximadamente 0,5V e corrente de saída limitada a cerca de 7A, é necessário combinar as células em série e /ou paralelo de modo a obter tensões e correntes mais elevadas. Um módulo fotovoltaico típico consiste em 36 células ligadas em série.

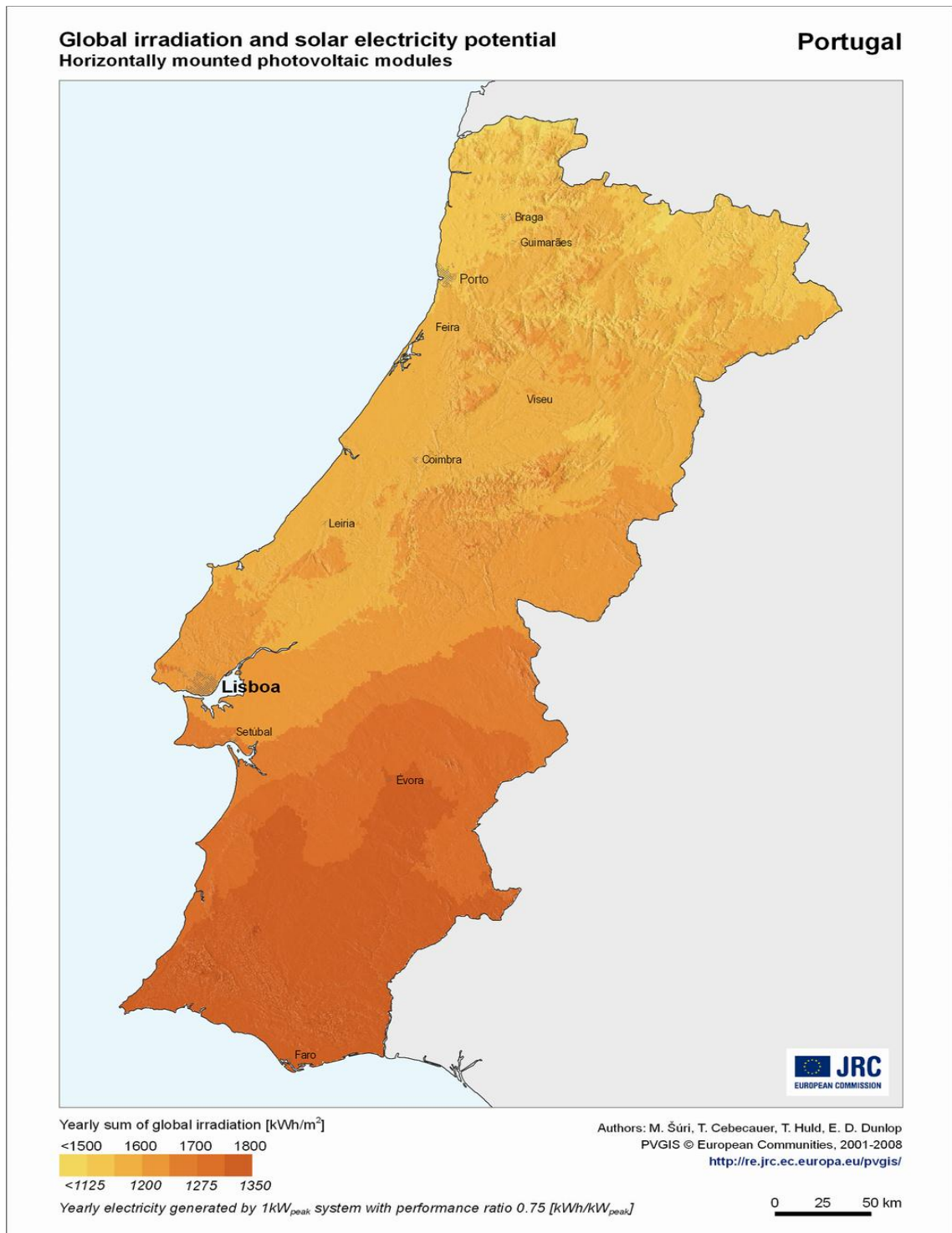
A localização é um aspecto muito importante, sobretudo em países situados em latitudes mais elevadas onde, durante o Inverno, o número de horas de radiação solar útil diminui drasticamente.

Em regiões com fortes componentes de radiação solar directa, pode ser vantajoso ter um “array” fotovoltaico que irá acompanhar o movimento do Sol, processo denominado por “tracking”. Segundo Kreith e Goswami, tal processo de seguimento pode melhorar o desempenho diário de um ramal em mais de 20% [Kreith and Goswami, 2007].

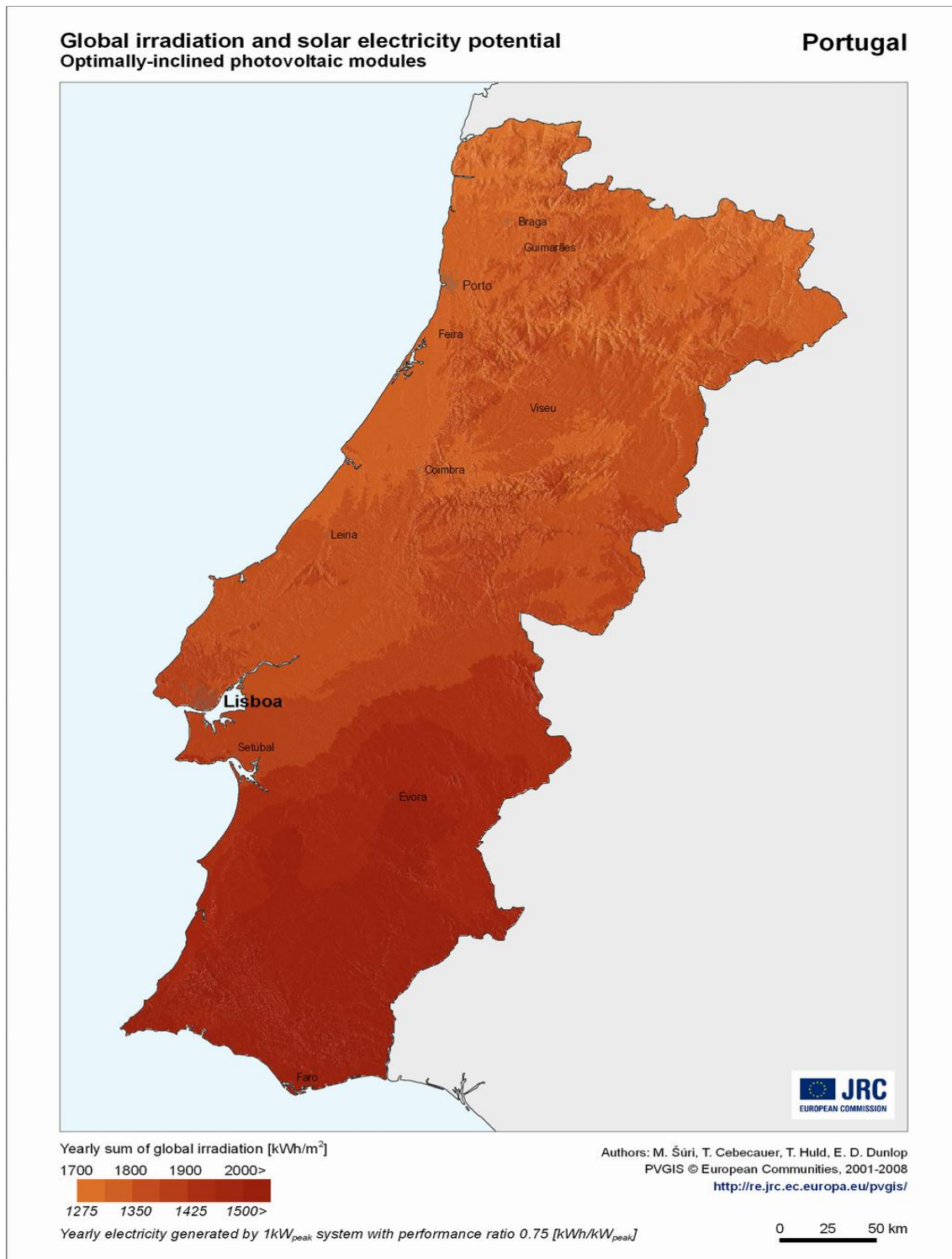
### **3.1.2 Potencial solar em Portugal**

A intensidade e variância do recurso solar é um factor importante para dimensionamento e funcionamento dos sistemas fotovoltaicos.

Em Portugal esta tecnologia tem um grande potencial, devido a grande disponibilidade de radiação solar, situada de acordo com 2200 a 3000 horas por ano [Loureiro, 2009]. As seguintes figuras apresentam a radiação global no plano horizontal e num plano inclinado óptimo para o território de Portugal continental. Nas regiões mais a sul, nomeadamente Alentejo e Algarve, existe maior radiação solar, como se verifica nas Figuras 3.3 e 3.4, o que faz que sejam locais com grande potencial para a implementação de tecnologia solar.



**Figura 3.3 - Irradiação global e potencial de energia solar, módulos fotovoltaicos instalados horizontalmente [Šúri, 2007]**



**Figura 3.4 - Irradiação global e potencial de energia solar, módulos fotovoltaicos inclinados [Šúri, 2007]**

### 3.1.3 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Em relação ao dimensionamento do gerador fotovoltaico, Masters propõe como metodologia para estimar o número de módulos fotovoltaicos, utilizar os dados da radiação solar para a localização e verificar a radiação para o pior mês do ano, que irá ser o mês de projecto [Masters, 2004].

Posteriormente, deve-se escolher um módulo fotovoltaico dos vários existentes no mercado, e conhecendo as características eléctricas do tipo de módulos a ser usados, pode-se estimar o número de módulos fotovoltaicos.

Como ponto de partida, o produto da corrente nominal pelas horas de insolação fornecem uma estimativa de capacidade fornecida ao armazenamento. Aplica-se um factor de degradação de 10% para contabilizar envelhecimento e sujidade dos painéis e o dimensionamento através de (3.1), obtém se o valor da capacidade fornecida pelo sistema fotovoltaico às baterias, para posterior determinação de um valor inteiro para o número de células paralelas (3.2) e número de módulos em série (3.3)

$$\text{Capacidade para a carga} = \text{N}^\circ \text{ horas de sol} \times \text{Corrente nom.módulo} \times \text{Rend.Coulomb} \times \text{Factor de degradação} \quad (3.1)$$

$$\text{Módulos em paralelo} = \frac{\text{Consumo do mês de projecto}}{\text{Capacidade diária por módulo no mês de projecto}} \quad (3.2)$$

$$\text{Módulos em série} = \frac{\text{Tensão do sistema}}{\text{Tensão nominal dos módulos}} \quad (3.3)$$

### 3.1.4 Eólico

Os ventos são causados por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre [Leão Rodrigues, A., 2005].

Uma avaliação correcta do potencial eólico com vista à produção de energia eléctrica deve basear-se em medições de vento efectuadas ao longo do tempo especificamente para esse efeito. As seguintes características são as mais importantes a considerar no âmbito da estimação:

- Intensidade do vento na área;
- Topografia do local da futura instalação e arredores;
- O destino/a utilização da energia a produzir.

#### 3.1.4.1 Avaliação da intensidade do vento

A potência capturada pelo rotor de um aerogerador é proporcional ao cubo da velocidade do vento. A potência de saída de um gerador eólico é dada pela seguinte expressão:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p A v^3 \quad (3.4)$$

onde  $\rho$  é a densidade do ar ( $1,225 \text{ kg/m}^3$ ),  $C_p$  é o coeficiente de potência,  $A$  a área do rotor e  $v$  é a velocidade do vento.

O rendimento teórico máximo do rotor é de 59% ( $16/27$ ), sendo este valor conhecido como limite de Betz [Manwell et al., 2002]. Valores típicos situam-se entre 35 e 46%. Para se poder considerar a melhor solução, devem ser analisados vários dados através de ferramentas matemáticas e informáticas, como por exemplo mapas meteorológicos, funções estatísticas e visualizações. Estas devem ser suporte da análise do potencial eólico.



Devido à potência do vento ser proporcional ao cubo da velocidade, um erro de 10% na estimação da velocidade do vento, pode conduzir a um desvio de 33% nos cálculos da potência eólica [Hulshorst, 2008].

A rosa-dos-ventos, cujo exemplo está ilustrado na Figura 3.5, é um diagrama que ilustra a distribuição temporal da direcção do vento e a distribuição azimutal da velocidade do vento para uma dada localização. Os períodos calmos estão indicados no centro, enquanto as linhas longas indicam a direcção do vento prevalecente. A rosa-dos-ventos geralmente é utilizada para representar dados mensais, anuais ou sazonais.



**Figura 3.5 – Rosa-dos-ventos característica da estação anemométrica IN-12 Pedreiras – EOLOS INETI**

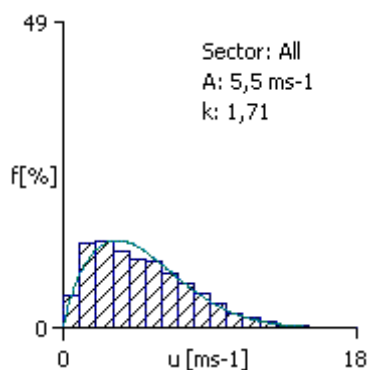
#### **3.1.4.2 Distribuição de probabilidades**

Como já referido, as ferramentas matemáticas devem ser suporte da análise do potencial eólico. Uma dessas ferramentas é chamada distribuição de probabilidades. Para estabelecer uma distribuição de probabilidades, é importante estabelecer a curva de duração da velocidade do vento para cada hora do dia, durante cada dia do ano, perfazendo um total de 8740 dados. Contudo, uma grande amostra de dados de vento pode demorar vários anos a ser compilada, de modo a aumentar confiança nos dados disponíveis e de fazer algumas previsões válidas. Isto não sendo sempre possível,

geralmente são utilizados intervalos temporais mais pequenos. Os dados são geralmente uma média, e podem ser descritos pela função de probabilidade Weibull, descrita por:

$$h(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} \text{ para } 0 < v < \infty \quad (3.5)$$

A função de Weibull expressa a fracção de tempo em que a velocidade do vento está entre  $v$  e  $v + \Delta v$  para um dado  $\Delta v$ . Na prática, vários locais no mundo têm uma distribuição de vento para  $k$  (factor de forma) no intervalo 1,5 a 2,5. Na Figura 3.6 pode ver-se um exemplo de distribuição de Weibull [Farret and Simões, 2006].



**Figura 3.6 - Distribuição Weibull característica da estação anemométrica IN-12 Pedreiras-EOLos INETI**

Para muitos locais,  $k=2$ , corresponde a uma típica distribuição de vento típica. Esta distribuição é chamada de distribuição de Rayleigh, dada por:

$$h(v) = \frac{2}{c} \left(\frac{v}{c}\right) e^{-(v/c)^2} \quad (3.6)$$

O factor  $c$ , chamado de factor de escala, está relacionado com o número de dias que apresentam grandes velocidades de vento. Quanto maior for  $c$ , maior é o número de dias ventosos. Este parâmetro é suficiente, na maioria dos casos, para representar a velocidade do vento.

### 3.1.4.3 Análise da velocidade do vento através de visualização – Escala Beaufort

Outra ferramenta para análise do potencial eólico, basea-se na visualização. Esta visualização é muito comum em navegação e é chamada de Escala Beaufort. A Escala Beaufort é um sistema de registo de velocidade do vento concebida em 1806 por Francis Beaufort. Trata-se de uma escala numérica variando de 0 a 12. A escala, que está descrita na Tabela 3.1, é categorizada pela sua velocidade do vento, mas pelos efeitos observáveis.

**Tabela 3.1 – Escala Beaufort**

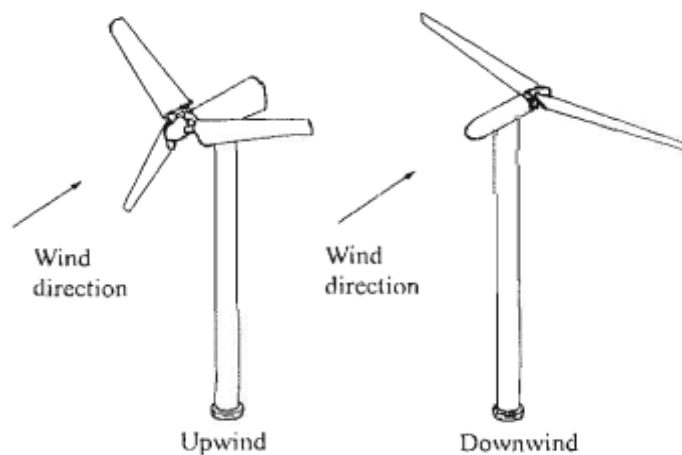
<b>Força</b>	<b>Designação</b>	<b>Velocidade Vento km/h</b>	<b>Efeitos em Terra</b>
<b>0</b>	Calmo	<1	Folhas imóveis. O fumo sobe verticalmente.
<b>1</b>	Aragens	1-6	A direcção do vento define-se pelo fumo, mas não chega a desfraldar as bandeiras. Tremem as folhas das árvores.
<b>2</b>	Fraco	7-12	Sente-se o vento na cara. Movem-se as folhas das árvores. Geralmente, movem-se também as bandeiras.
<b>3</b>	Bonançoso	13-19	As folhas das árvores agitam-se constantemente. Desfraldam-se as bandeiras.
<b>4</b>	Moderado	20-30	Levanta-se poeira e pequenos papéis. Movem-se os ramos pequenos das árvores.
<b>5</b>	Fresco	31-39	Movem-se as árvores pequenas. Formam-se pequenas vagas nos lagos.
<b>6</b>	Muito Fresco	40-50	Movem-se os ramos grandes das árvores. Sibilar os fios do telégrafo. Dificuldade em conservar aberto os guarda-chuvas.
<b>7</b>	Forte	51-62	As árvores sacodem-se. Dificuldade em andar contra o vento.
<b>8</b>	Muito Forte	63-74	Partem-se os pequenos ramos das árvores. Geralmente não se pode andar contra o vento.
<b>9</b>	Tempestuoso	75-87	Ligeiras avarias nos edifícios. Caem as chaminés e levantam-se as telhas.
<b>10</b>	Temporal	88-102	Arranca as árvores e produz grandes estragos nos edifícios.

11	Temporal Desfeito	103-117	Produz grandes estragos em toda a parte.
12	Furacão	>118	Catástrofe.

### 3.1.4.4 Tipos de Gerador

Um gerador eólico ou aerogerador é um equipamento cuja função é converter energia cinética do vento em energia eléctrica. Basicamente podem ser classificados em geradores de eixo vertical ou eixo horizontal.

O tipo mais comum de geradores eólicos é o gerador de eixo horizontal. Este gerador é usualmente classificado de acordo com a orientação do rotor face à direcção do vento, ou seja montante ( “upwind”) ou jusante ( “downwind”) (Figura 3.7).



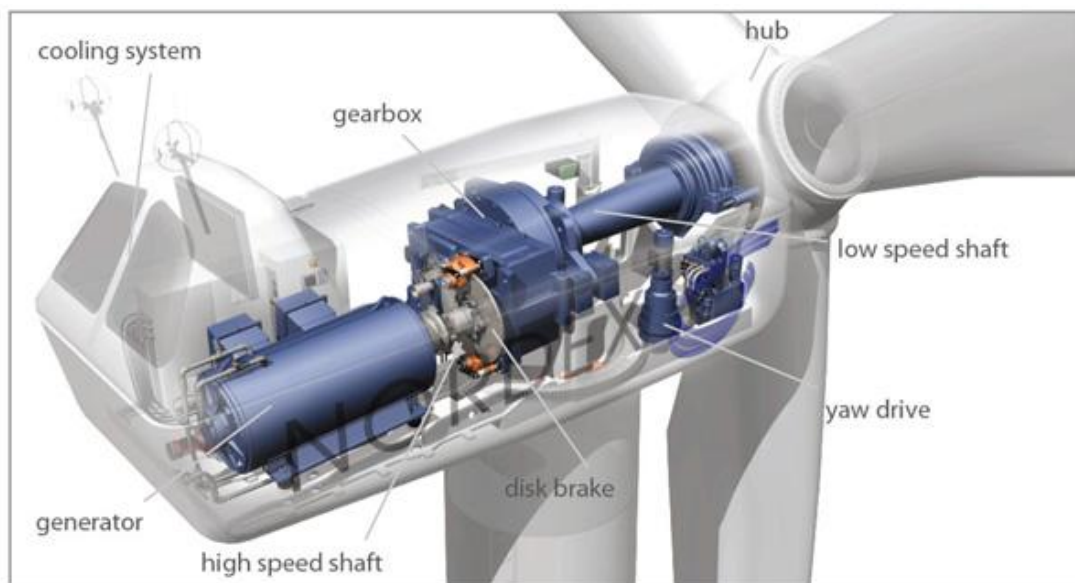
**Figura 3.7 - Design “upwind” e “downwind” [Manwell et al, 2002]**

A opção “upwind”, em que o vento ataca as pás pelo lado da frente da “nacelle” (ou cabina), generalizou-se devido ao facto de o vento incidente não ser perturbado pela torre [Leão Rodrigues, A. ,2005].

A opção “downwind”, apresentada na Figura 3.8, em que o vento ataca as pás pelo lado posterior, apresenta como vantagem o auto alinhamento do rotor na direcção do vento, mas tem vindo a ser progressivamente abandonada, devido à aparição de um fenómeno de perturbação do escoamento pela torre antes de incidir no rotor, que resulta numa perda de potência [Leão Rodrigues, A. ,2005].

Os principais componentes de um gerador de eixo horizontal estão representados na Figura 3.8 e são os seguintes:

- Rotor;
- Transmissão e Caixa Multiplicadora;
- Nacelle;
- Mecanismo de controlo;
- Torre;
- Transformador;
- Acessórios.



**Figura 3.8 - Gerador eólico horizontal [Nordex]**

Outro tipo de gerador eólico é o gerador de eixo vertical, o mais usual do tipo Darrieus. Este gerador foi estudado nos Estados Unidos da América e Canadá na década de 70 e 80, contudo até agora nunca conseguiu igualar o gerador horizontal em relação ao custo de energia. Nos últimos tempos, o gerador de eixo vertical começou a reaparecer devido às suas vantagens de utilização em meio urbano. [Manwell et al ,2002].

### 3.1.5.5 Dimensionamento do gerador eólico

O melhor procedimento para determinar as condições de vento de um dado local, é de retirar medições de vento durante um longo período, preferencialmente durante um ano ou mais, e compará-los com dados disponíveis de uma estação de monitorização próxima. O passo seguinte será determinar as características do aerogerador.

A energia anual produzida pelo aerogerador pode ser calculada através das seguinte expressão [Hulshorst, (2008)]:

$$\text{Energia anual} = \sum_0^{\infty} \text{horas/ano} * \text{Potência} \quad (3.7)$$

Com este resultado, pode-se obter a energia produzida durante o número de anos de vida do aerogerador (3.8):

$$\text{Energia produzida nos anos vida} = \text{Energia anual} * \text{anos de vida} \quad (3.8)$$

### 3.1.5 Pilhas de combustível

Uma pilha de combustível é um conversor electroquímico de energia que converte a energia química do combustível, normalmente hidrogénio, directamente

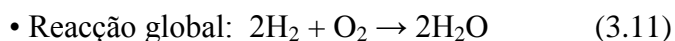
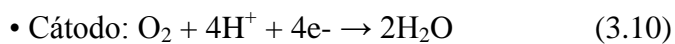
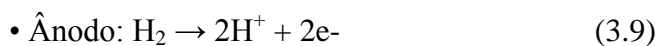
em energia eléctrica. Um exemplo de uma pilha de combustível está representada na Figura 3.9.



**Figura 3.9 - Pilha de combustível [Ballard]**

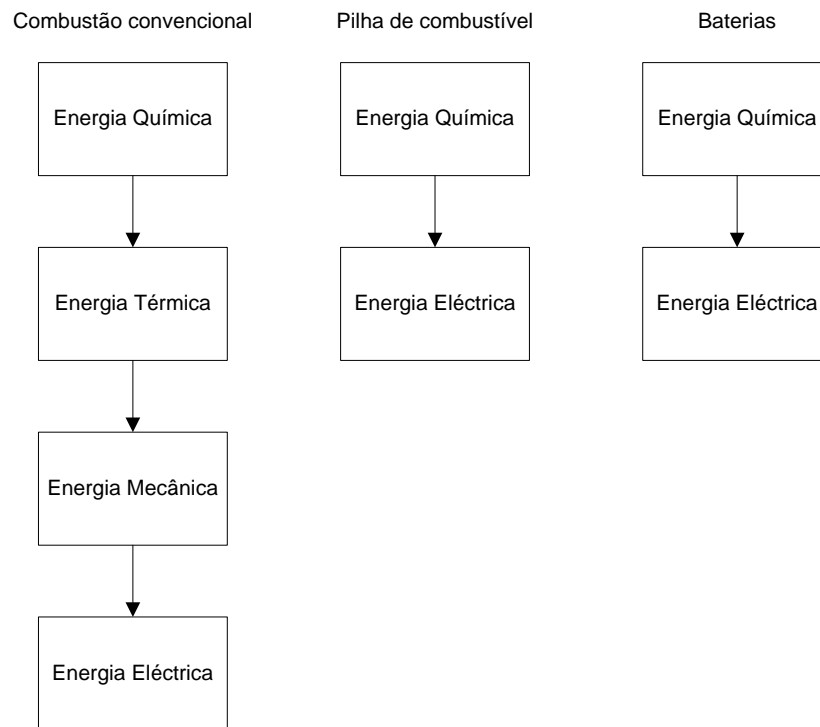
O princípio de funcionamento de uma célula de combustível é semelhante ao de uma bateria. É composta dois eléctrodos, um ânodo e um cátodo, ambos tendo uma textura porosa, cada um revestido num dos lados por uma camada catalisadora de platina, e separados por um electrólito.

As reacções electroquímicas nas pilhas de combustível acontecem simultaneamente nos dois lados da membrana, o ânodo e cátodo. As reacções gerais da pilha de combustível são:



O rendimento das pilhas de combustível é superior ao que se obtém no caso dos motores de combustão interna (Figura 3.10). Neste segundo caso a energia química contida no combustível sofre uma série de conversões até atingir a forma de

energia eléctrica (química → térmica → mecânica → eléctrica), reflectidas em sucessivas perdas de energia [DOE].



**Figura 3.10 - Produção. Adaptado de [DOE]**

Durante o processo de conversão na pilha de combustível da energia química do combustível em energia eléctrica, liberta-se calor, o que implica que uma parte da energia química não é convertida em electricidade. Em sistemas de cogeração, o calor libertado pode ser aproveitado, o que faz aumentar o rendimento global.

### 3.1.5.1 Tipos de pilhas de combustível

As pilhas de combustível são classificadas principalmente pelo tipo de electrólito que empregam. Esta classificação determina o tipo de reacções químicas que ocorrem na pilha, o tipo de catalisadores necessário, a gama de temperaturas em



que a pilha opera, o combustível necessário, e outros factores. Estas características, por sua vez, afectam as aplicações para que estas células são mais adequadas.

Hoje em dia estão disponíveis comercialmente 5 tipos diferentes de pilhas de combustível:

- AFC – Pilha de Combustível Alcalina (“Alkaline Fuel Cell”)
- PEMFC – Pilha de Combustível de Membrana de Permuta de Protões (“Proton Exchange Membrane”)
- PAFC – Pilha de Combustível de Ácido Fosfórico (“Phosphoric Acid Fuel Cell”)
- MCFC – Pilha de Combustível de Carbonatos Fundidos (“Molten Carbonate Fuel Cell”)
- SOFC – Pilha de Combustível de Óxidos Sólidos (“Solid Oxid Fuel Cell”)

As pilhas de combustível dos tipos AFC, PEMFC e PAFC agrupam-se na categoria de baixas temperaturas de funcionamento, enquanto as pilhas de combustível MCFC e SOFC pertencem à categoria de alta temperatura de funcionamento. O princípio de funcionamento é semelhante para todos os tipos de pilhas de combustível.

As pilhas de combustível de baixa temperatura de funcionamento requerem um processamento do combustível mais complexo pois só podem funcionar com hidrogénio molecular puro. Como tal, neste tipo de pilha de combustível é necessário equipamento auxiliar para converter o combustível primário (gás natural, metanol, gasolina) em hidrogénio.

Descrevem-se de seguida, de uma forma resumida, os vários tipos de pilha de combustível:

- PEMFC - Pilha de Combustível de Membrana de Permuta de Protões

Estas pilhas só necessitam de hidrogénio, oxigénio do ar e de água para funcionar e não requerem fluidos corrosivos como algumas pilhas de combustível. São utilizadas principalmente para transporte e algumas aplicações estacionárias. Devido a vários factores as PEMFC são particularmente adequadas para uso em veículos automóveis.

- AFC - Pilha de Combustível Alcalina

Esta tecnologia foi das primeiras a ser desenvolvida. Estas pilhas têm um alto desempenho devido à taxa de reacções químicas que ocorrem na pilha. Têm apresentado um rendimento de quase 60%.

Para serem economicamente viáveis em aplicações de grande escala, estas pilhas necessitam no entanto ter um tempo de funcionamento superior a 40000 horas, algo que não foi alcançado devido a questões de durabilidade dos materiais. Este obstáculo é possivelmente o mais significativo para a sua comercialização.

- PAFC - Pilha de Combustível de Ácido Fosfórico

A pilha de combustível PAFC é considerada a “primeira geração” de pilhas de combustível modernas. É dos tipos mais estudados e os primeiros a ser utilizados comercialmente, com mais de 200 unidades em uso. Este tipo é tipicamente utilizado para geração de energia em sistemas estacionários, mas algumas têm sido utilizadas em autocarros. São menos eficientes que os outros tipos devido ao peso e volume. Estas são geralmente maiores e mais pesadas. Têm também um custo elevado.

- MCFC - Pilha de Combustível de Carbonatos Fundidos

O seu rendimento, é uma razão para MCFC oferecerem uma redução significativa dos custos sobre pilhas do tipo PAFC. Podem atingir rendimentos de

aproximadamente 60%. Quando o calor residual é capturado e usado, o seu rendimento pode chegar aos 85%.

A principal desvantagem desta tecnologia é a sua durabilidade.

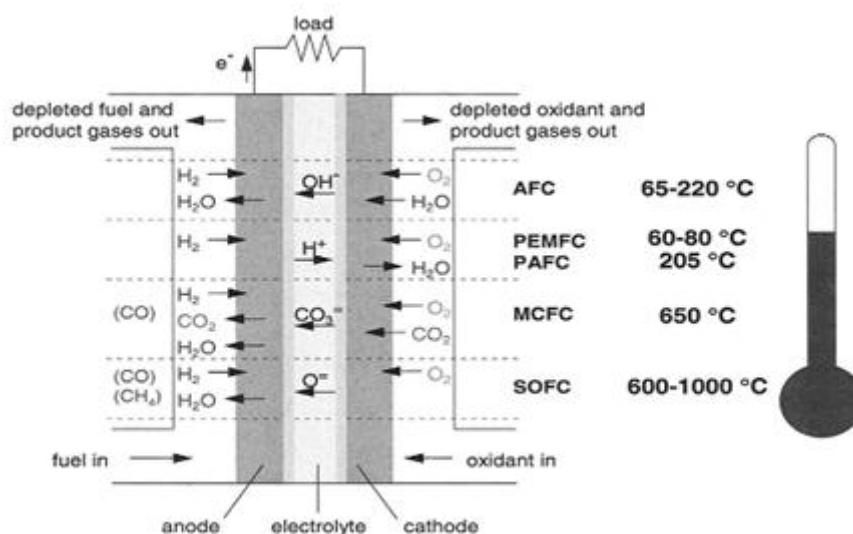
- SOFC - Pilha de Combustível de Óxidos Sólidos

É esperado que esta tecnologia atinja o valores entre 50-60% de rendimento na conversão de combustível em electricidade. Em aplicações de co-geração o rendimento pode chegar aos 80-85%.

O desenvolvimento de materiais de baixo custo com alta durabilidade em altas temperaturas de funcionamento é o grande desafio desta tecnologia.

### **3.1.5.2 Comparação dos vários tipos**

Barbir resumiu numa figura (Figura 3.11) os tipos de pilha de combustível, bem como as suas reacções e temperaturas de operação. Como já verificado, as pilhas MCFC e SOFC pertencem à categoria das altas temperaturas de funcionamento, enquanto as restantes pertencem à categoria das baixas temperaturas de funcionamento. Sendo que SOFC e MCFC operam acima de 600°C e as restantes operam com valores inferiores a 250 °C. Um resumo com as características dos diferentes tipos de pilha de combustível e suas reacções está apresentado no Quadro 3.2 e 3.3.



**Figura 3.11 - Tipos de pilhas de combustível e suas reações [Barbir, 2005]**

A Tabela 3.2 resume as principais características dos diferentes tipos de pilhas de combustível, sendo que descreitas as tecnologias aplicáveis, dimensão típica, vantagens e desvantagens para as pilhas de combustível de baixa temperatura e de alta temperatura. A Tabela 3.3 resume as várias características de cada tipo de pilha de combustível.

**Tabela 3.2 - Principais características das pilhas de combustível**

	Pilhas de combustível de baixa temperatura	Pilhas de combustível de alta temperatura
<b>Tecnologias aplicáveis</b>	AFC PAFC PEMFC	MCFC SOFC
<b>Dimensão típica</b>	Os produtos disponíveis no mercado e em desenvolvimento têm potências até 250kW.	A maioria dos equipamentos em desenvolvimento tem potências na ordem de 2MW.
<b>Vantagens</b>	Rendimento elevado; Emissões reduzidas; Arranque rápido; Potencial para redução significativo do custo resultante de produção em	Rendimento muito elevado; Emissões reduzidas; Processamento de combustível mais simples;

	larga escala.	Não são danificados pelo CO <sub>2</sub> ;  Potências mais elevadas.
<b>Desvantagens</b>	Potencial de cogeração limitado;  Processamento de combustível relativamente complexo;  Mais sensível ao CO <sub>2</sub> ;  Custo elevado.	Mercado limitado inicialmente à produção de electricidade;  Complexidade dos sistemas híbridos.

**Tabela 3.3 - Características dos diversos tipos de pilhas de combustível**

<b>Carac. \ Tipos de pilhas</b>	<b>AFC</b>	<b>PEMFC</b>	<b>PAFC</b>	<b>MCFC</b>	<b>SOFC</b>
<b>Potência (Dimensão típica kW)</b>	1- 150	0.1-100	200	>100	>100
<b>Rendimento eléctrico (%)</b>	30-45	30-40	-	45-55	35-55
<b>Rendimento térmico (%)</b>	-	25-50	-	33-37	30-60
<b>Electrólito</b>	KOH (Hidróxido de potássio)	Membrana polimérica	H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> (Ácido Fosfórico)	Carbonatos de Lítio ou Potássio	Óxidos de Zircónio estabilizados com Ytria
<b>Combustível</b>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> (Metano), H <sub>2</sub> , CO	CH <sub>4</sub> (Metano), H <sub>2</sub> , CO
<b>Oxidante</b>	O <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> O	O <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	O <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>
<b>Ião condutor</b>	OH <sup>-</sup>	H <sup>+</sup>	H <sup>+</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	O <sup>2-</sup>
<b>Temperatura de funcionamento (°C)</b>	80-100	60-80	180-200	600-650	750-1000

<b>Electrocatalisador</b>	PtNi/NiO <sub>4</sub>	Pt	Pt	Ni/LiNiOx	Ni/Perovskites
<b>Aplicações</b>	Indústria Espacial	Portáteis, Transporte	Cogeração, Produção distribuída, Transporte	Cogeração, Produção distribuída,	Cogeração, Produção distribuída,
<b>Fabricantes (alguns)</b>	Motorola, Ballard, Plug Power.	Motorola, Ballard, Plug Power.	Motorola, Ballard, Plug Power.	IFC/OSI, Siemens Westinghouse, Fuel Cell Energy.	IFC/OSI, Siemens Westinghouse, Fuel Cell Energy.

### 3.1.5.3 Aplicações de pilhas de combustível

A tecnologia associada ao hidrogénio tem actualmente várias aplicações nos sectores dos transportes, bem como em aplicações estacionárias e móveis.

- Aplicações móveis

As aplicações móveis apresentam-se como um dos potenciais mercados para as pilhas de combustíveis. São numerosos os dispositivos portáteis que podem utilizar células de combustível, a fim de serem alimentados por uma maior quantidade de tempo. Entre estes dispositivos incluem-se computadores portáteis, telemóveis (Figura 3.12), gravadores de vídeo e leitores de mp3.



**Figura 3.12 - PDA alimentado a pilha de combustível [Iberdrola Renovables]**

- Sector de transporte

Devido aos combustíveis fósseis estarem a tornar-se escassos, o que conduzirá a uma inevitável subida dos preços, o mercado dos transportes tornar-se-à um mercado apetecível para as pilhas de combustível.

A legislação nos vários países está cada vez mais restritiva no controlo ambiental de emissões. A pilha de combustível permite uma nova gama de veículos mais pequenos do que veículos movidos por outros combustíveis. Em vários países já existem protótipos de veículos movidos a hidrogénio a circular nas estradas (Figura 3.13)



**Figura 3.13 - Autocarro movido a hidrogénio Fonte [Iberdrola Renovables]**

- Sector estacionário

Pilhas de combustível de elevada potência em aplicações estacionárias (Figura 3.14) podem produzir electricidade suficiente para alimentar uma habitação. Estas pilhas podem também produzir electricidade para ser vendida à rede. Este tipo de pilha é especialmente vantajosa para locais onde não existe electricidade disponível.



**Figura 3.14 - Sistema estacionário [Iberdrola Renovables]**



### 3.1.5.4 Desafios

O principal desafio das pilhas de combustível é o seu elevado custo, sendo que têm um preço longe de ser competitivo no mercado com as outras tecnologias de armazenamento. Actualmente são apenas atraentes em aplicações ou em projectos especiais.

Também a durabilidade é um outro grande desafio para a comercialização em larga escala de pilhas de combustível. O preço das pilhas de combustível irá ser reduzido quando ocorrerem duas situações: a produção em massa e a sua melhoria tecnológica. Em aplicações estacionárias, onde cogeração de calor e electricidade são utilizados, as pilhas PEMFC beneficiarão se elevarem as suas temperaturas operacionais de modo a aumentarem o seu desempenho [European Comission, 2005].

Sintetizando, os principais desafios são:

- Custo. O custo deve ser reduzido para poder ser competitivo em relação às tecnologias convencionais.
- Durabilidade e fiabilidade. A durabilidade dos sistemas da pilha de combustível ainda não foi convenientemente estabelecida. Para aplicações de transporte é necessário atingir o mesmo nível de durabilidade e fiabilidade dos actuais motores.
- Tamanho. O tamanho e peso das actuais pilhas de combustível devem ser ainda mais reduzido.
- Melhores sistemas de recuperação de calor. A baixa temperatura dos sistemas PEMFC limita a quantidade de calor que pode ser efectivamente utilizada em aplicações combinadas de aquecimento e electricidade.

Comparando os vários tipos, o rendimento de MCFC, SOFC, PEMFC e sistemas AFC são considerados suficientes. Actualmente não são projectados para terem um máximo rendimento económico (tecnicamente viável para atingir 55 a 60% de rendimento). O objectivo é assim conseguir uma melhor relação entre rendimento económico, custo, tempo e tamanho de cada campo específico. No entanto, todas as pilhas de combustível têm um potencial para uma maior redução dos custos e aumento de rendimento económico [Kuang and Easler, 2007].

A ausência de normas e códigos comuns, bem como uma aceitação pública têm sido identificados como o maior problema sócio-económico tanto para pilhas de combustível bem como para tecnologias de hidrogénio [European Comission, 2005].

## **3.2 Armazenamento de energia**

Neste subcapítulo, considerando os objectivos da presente dissertação, a apresentação pormenorizada será limitada apenas aos sistemas de armazenamento baseados em hidrogénio e as baterias.

### **3.2.1 Baterias**

Para um sistema autónomo, o uso de um sistema de armazenamento de energia é indispensável, tanto em termos económicos, visto evitar redundância de produção, assim como em termos de fiabilidade, permitindo fornecer energia em altura de pouca disponibilidade de outras fontes.

Uma bateria, ou acumulador, permite acumular energia, conservá-la e restituí-la mais tarde ao sistema. Assim, uma bateria representa uma fonte autónoma de electricidade.

Existem duas categorias principais de baterias:

- Baterias primárias, também designadas por pilhas;
- Baterias secundárias, também designadas por acumuladores.

### 3.2.1.1 Baterias primárias

As baterias primárias são aquelas que produzem electricidade sem necessidade de ser carregadas por uma outra fonte de alimentação externa. Produzem a sua energia a partir de uma reacção electroquímica, geralmente irreversível, o que as torna inutilizáveis depois de um certo período de tempo. O recarregamento de baterias primárias é uma prática que deve ser evitada, devido às células não estarem desenvolvidas para esse tipo de uso.

As principais características e aplicações das várias baterias primárias estão resumidas na Tabela 3.4

**Tabela 3.4 - Principais características e aplicações das Baterias Primárias**

Sistema	Características	Aplicações
<b>Zinco-carbono</b> <b>Zn/MnO<sub>2</sub></b>	/ Comuns, baterias de baixo custo, disponível em vários tamanhos.	Rádios portáteis, brinquedos, lanternas, instrumentos.
<b>Magnésio (Mg/MnO<sub>2</sub>)</b>	Bateria de alta capacidade.	Transmissores.
<b>Mercúrio (Zn/HgO)</b>	Grande capacidade	Dispositivos médicos, Equipamento militar
<b>Óxido de Mercúrio</b> <b>(Cd/HgO)</b>	Bom desempenho em altas e baixas temperaturas, baixa densidade	Aplicações especiais.

	energética.	
<b>Alcalina</b> <b>(Zn/alcalina/MnO<sub>2</sub>)</b>	Bateria mais popular, bom desempenho a baixas temperaturas e grande taxa de desempenho, custo moderado.	Utilizada em grande variedade de equipamentos.
<b>Prata/Zinco (Zn/Ag<sub>2</sub>O)</b>	Grande capacidade, custo elevado.	Material fotográfico, relógios, mísseis, aplicações subaquáticas e espaciais.
<b>Zinco/Ar (Zn/ O<sub>2</sub>)</b>	Grande densidade energética, baixo custo, não é independente das condições ambientais.	Aplicações médicas, pagers.
<b>Lítio / cátodo solúvel</b>	Grande densidade energética, bom desempenho.	Ampla gama de aplicações que requerem alta densidade energética.
<b>Lítio / cátodo sólido</b>	Grande densidade energética e bom desempenho a baixas temperaturas.	Substituição em várias aplicações.
<b>Lítio / Electrólito sólido</b>	Bateria de baixa potência	Electrónica médica, circuitos de memória.

### 3.2.1.2 Baterias secundárias

As baterias secundárias são aquelas que necessitam ser carregadas por uma fonte de alimentação externa antes de produzir electricidade. Uma bateria secundária pode ser carregada e descarregada várias vezes, podendo armazenar globalmente muito mais energia do que uma bateria primária.

As aplicações de baterias secundárias separam-se em duas categorias:

- Às aplicações em que as baterias são utilizadas como um dispositivo de armazenamento, sendo recarregadas por uma fonte de energia e alimentando a carga quanto a fonte não está disponível;
- Às aplicações em que as baterias são descarregadas (similares às baterias primárias), e são então recarregadas. São utilizadas apenas por conveniência, para redução de custos ou devido a capacidades superiores às baterias primárias.

As principais características e aplicações das várias baterias secundárias estão apresentadas designadas na Tabela 3.5.

**Tabela 3.5 - Principais características e aplicações das Baterias Secundárias**

Sistema	Características	Aplicações
<b>Ácido-Chumbo Automotor</b>	Popular, bateria de baixo custo, bom desempenho a baixas temperaturas.	Veículos automóveis, aviões.
<b>Ácido-Chumbo Tracção</b>	Desenvolvida para descargas entre 6 a 9 horas.	Camiões, veículos eléctricos e híbridos.
<b>Ácido-Chumbo Estacionário</b>	Designs VRLA.	Aplicações estacionárias, telecomunicações, UPS.
<b>Ácido-Chumbo Portátil</b>	Selada, sem necessidade de manutenção, baixo custo, moderado ciclo de	Ferramentas portáteis, pequenos equipamentos electrónicos.

		vida.	
<b>Níquel-Cádmio Industrial</b>		Boa capacidade a baixa temperatura, excelente ciclo de vida.	Equipamentos industriais e de telecomunicações.
<b>Níquel-Cádmio Portátil</b>		Selada, sem necessidade de manutenção, excelente ciclo de vida.	Dispositivos portáteis.
<b>Níquel-Hidretos metálicos</b>		Selada, sem necessidade de manutenção, com maior capacidade que as baterias NC.	Veículos eléctricos e híbridos.
<b>Níquel-ferro</b>		Duráveis, construção robusta.	Aplicações estacionárias.
<b>Níquel-zinco</b>		Ciclo de vida longo.	Motociclos.
<b>Prata-zinco</b>		Baixo ciclo de vida, custo elevado.	Dispositivos portáteis.
<b>Prata-Cádmio</b>		Boa retenção de carga, custo elevado, moderado ciclo de vida.	Satélites.
<b>Níquel-Hidrogénio</b>		Longa duração.	Aplicações aeroespaciais.
<b>Iões de Lítio</b>		Ciclo de vida longo e grande densidade energética.	Veículos eléctricos, aplicações espaciais.

Nos sistemas autónomos, as baterias mais utilizadas são as de ácido-chumbo, devido a serem as mais populares, e apresentarem baixo consumo comparado com as outras baterias secundárias. Elas possuem bom desempenho, mas com ciclos de vida relativamente baixos compreendidos entre 50 a 500 ciclos, podendo em alguns modelos específicos atingir 2000 ciclos.

Alguns requisitos devem caracterizar estes equipamentos, embora a sua selecção para a integração num sistema seja decisivamente influenciada por critérios que decorrem da gestão do sistema e das condições climatéricas do local.

Os requisitos comuns aplicados a este tipo de equipamento e considerados mais relevantes são:

- Reduzidas exigências em termos de manutenção (boa fiabilidade);
- Baixo custo;
- Vida útil longa;
- Reduzida auto-descarga e elevado rendimento energético;
- Capacidade de carga para pequenas intensidades de corrente;
- Elevadas capacidade de armazenamento e densidade de potência (requisitos de volume e de peso);
- Serem protegidas de modo a evitar riscos para o meio ambiente e para a saúde (e de preferência recicláveis)

Difícilmente um sistema de armazenamento reúne todos estes requisitos pelo que será sempre necessário adaptá-lo o melhor possível às características da aplicação em que vai ser integrado e dessa forma decidir quais são as mais importantes para esse objectivo.

#### **3.2.1.2.1 Baterias de ácido-chumbo**

As baterias de ácido-chumbo são realizadas através de ligação eléctrica de várias células individuais, cada uma delas com uma tensão nominal de

aproximadamente 2V. Ao serem colocadas em bloco, as células são dispostas dentro de um invólucro comum, sendo internamente ligadas em série (por ex. 6 células para um bloco de 12V). Quando são instaladas, são ligadas entre si em série ou em paralelo, criando diferentes níveis de tensão e capacidades.

As baterias de chumbo-ácido representam cerca de 60% das baterias vendidas em todo o mundo e apresentam a grande vantagem de ser facilmente recicladas [IST,DGS, 2004].

As baterias de chumbo-ácido funcionam devido a uma interacção electroquímica cuja reacção geral é dada pela seguinte equação química:



Um parâmetro importante para definição do estado da bateria é o seu estado de carga, SOC.

$$\text{SOC} = \frac{\text{Capacidade restante na bateria}}{\text{Capacidade total}} \quad (3.13)$$

De forma a compreender como o regime de utilização das baterias influenciam a sua duração, é necessário ter em conta o número de ciclos desta. A cada processo compreendido por carga e posterior descarga corresponde a um ciclo. O número de ciclos total é limitado e dependente do nível ao qual a bateria é descarregada, isto é, da profundidade de descarga, (DOD “depth-of-discharge”), ou seja, quantidade de energia que é possível descarregar de uma só vez. Este parâmetro permite, p.e., perceber porque é que as vulgares baterias para automóveis (também do tipo ácido-chumbo) não são apropriadas para utilização em ciclo longo (“deep-cycle”), ou seja, estão preparadas para fornecer uma elevada quantidade de corrente num curto espaço de tempo, para arranque do motor e são de imediato recarregadas com o motor em



funcionamento. São por isso designadas, por contraste, baterias de ciclo curto. Além disso, enquanto estas não devem descarregar-se mais de 25% num ciclo, para garantir a sua durabilidade, nas de ciclo longo esse valor pode chegar aos 80%. No entanto, como a vida útil de uma bateria depende do estado de carga médio que caracteriza a sua utilização, é essencial assegurar um compromisso adequado entre a profundidade de descarga e a dimensão do sistema de acumulação [Roriz et al, 2010].

As baterias de ácido-chumbo são classificadas em dois tipos: as baterias de electrólito líquido e as baterias estanques também conhecidas por baterias de gel ou VRLA.

Para a escolha de baterias, Masters [Masters, 2004], propõe a seguinte metodologia:

Primeiramente escolher uma bateria, de acordo com tensão e capacidade necessários, e determinar o número de baterias em série e paralelo através das seguintes equações:

$$\text{Número de baterias em série} = \frac{\text{Tensão do sistema}}{\text{Tensão nominal da bateria}} \quad (3.14)$$

$$\text{Número de cadeias de baterias em paralelo} = \frac{\text{Capacidade total de armazenamento}}{\text{Capacidade de uma bateria}} \quad (3.15)$$

Deve-se ter em atenção o uso de um inversor:

$$\text{Output inversor} = \frac{\text{Energia consumida diária}}{\text{Rendimento inversor} \times \text{Tensão cadeia}} \quad (3.16)$$

A capacidade actual da bateria fica então:

$$Capacidade\ actual = \frac{Capacidade}{bateria} \times \text{Número de cadeias em paralelo} \quad (3.17)$$

A relação para salvaguardar  $n$  dias, para as baterias suportarem a carga necessária, é dado pela Equação 3.18.

$$Carga\ necessária = n \times Capacidade\ actual \quad (3.18)$$

Sendo  $n$  o número de dias desejado, tipicamente 3 a 5 dias num sistema autónomo, a capacidade total do banco de baterias é dada pela Equação 3.19:

$$Capacidade\ nominal\ baterias = \frac{Capacidade\ utilizável\ da\ bateria}{MPD \times FD(T)} \quad (3.19)$$

onde MPD, é a máxima profundidade de descarga (cerca de 80% para baterias de ácido-chumbo com grande profundidade de descarga) , FD, o factor de descarga e T, a temperatura.

### 3.2.2 Hidrogénio

O hidrogénio é o elemento mais simples do Universo. Embora exista em grandes quantidade na natureza como elemento químico, o hidrogénio é essencialmente encontrado na composição de outras substâncias, tais como a água, hidrocarbonetos, álcoois e biomassa. O hidrogénio, como substância química pode armazenar e fornecer energia utilizável mas, infelizmente não existe nesta forma na natureza, devendo para tal ser produzido a partir de compostos que o contêm.

O hidrogénio é um vector energético leve mas volumoso (Tabela 3.6). No entanto, sendo de utilização mais eficiente, na prática, a relação de volumes entre o Hidrogénio e os combustíveis convencionais não é tão desfavorável [Silva, 2004].

Tabela 3.6 - Densidade de energia de diferentes combustíveis

Portador de energia	Armazenamento	Energia mássica kWh/kg	Energia volumétrica kWh/dm <sup>3</sup>
<b>Hidrogénio</b>	Gás (20MPa)	33,30	0,53
	Gás (30MPa)	33,30	0,75
	Líquido (-253°)	33,30	2,36
<b>Gás Natural</b>	Gás (20MPa)	13,90	2,58
	Gás (30MPa)	13,90	3,38
	Líquido (-253°)	13,90	5,80
<b>GPL</b>	Líquido	12,90	7,50
<b>Metanol</b>	Líquido	5,60	4,42
<b>Gasolina</b>	Líquido	12,70	8,76
<b>Gasóleo</b>	Líquido	11,60	9,70
<b>Electricidade</b>	Bateria de chumbo	0,03	0,09

### 3.2.2.1 Produção de Hidrogénio

A produção de hidrogénio pode ser feita a partir de recursos fósseis, bem como através de outras tecnologias baseadas em energias renováveis, como é o caso da energia eólica, solar, geotérmica e hidroelétrica.

Actualmente as tecnologias de produção de hidrogénio podem ser classificadas em três categorias principais:

- Tecnologias de produção baseadas em Processos Térmicos;
- Tecnologias de produção baseadas em Processos Electrolíticos;
- Tecnologias de produção baseadas em Processos Fotolíticos.

### 3.2.2.2 Armazenamento de hidrogénio

O armazenamento é um dos principais obstáculos para o estabelecimento de uma infra-estrutura para a tecnologia do hidrogénio. Além da questão de segurança, a capacidade de armazenamento é importante.

A baixa densidade do hidrogénio seja no estado líquido ou gasoso, também resulta numa baixa densidade de energia. Por isso, um certo volume de hidrogénio contém menos energia que o mesmo volume de qualquer combustível em condições normais de temperatura e pressão. Isto faz com que o volume ou a pressão do tanque aumente, pois uma certa quantidade de hidrogénio é necessária para que um veículo atinja uma boa autonomia.

Apesar de sua baixa densidade de energia volumétrica, o hidrogénio tem a melhor relação energia-peso que qualquer outro combustível. Infelizmente, esta vantagem é usualmente reduzida pelo alto peso do tanque de armazenamento e equipamentos associados..

Para aplicações práticas, o hidrogénio pode ser armazenado em alta pressão, no estado líquido em reservatórios criogénicos, ou ligado quimicamente a certos metais por exemplo sob a forma de hidretos metálicos. O volume e o peso dos sistemas estão cada vez mais próximos quando comparados com armazenamento de gasolina, metanol, gás natural e baterias convencionais, cada um contendo a mesma quantidade de energia.

O armazenamento pode ser feito, tipicamente, das seguintes formas:

- Reservatórios de gás hidrogénio comprimido
- Reservatórios de hidrogénio líquido
- Hidretos metálicos
- Hidretos químicos
- Nanotubos de carbono

A durabilidade durante o tempo de vida do desempenho desses sistemas também deve ser verificado e validado. Sintetizando, os principais desafios relacionados com hidrogénio incluem [European Comission (2005)]:

- **Peso e Volume.** O peso e volume do armazenamento de hidrogénio são actualmente muito elevados.

- **Rendimento.** O rendimento energético é um desafio para todos os métodos de armazenamento de hidrogénio.

- **Durabilidade.** A durabilidade dos sistemas de armazenamento de hidrogénio é insuficiente. Materiais e componentes são necessários para permitirem que sistemas de armazenamento de hidrogénio tenham um tempo de vida útil de 1500 ciclos.

- **Tempo de reabastecimento.** O reabastecimento tende a ser demasiado longo. Existe uma necessidade de desenvolver sistemas de armazenamento com tempo inferior a três minutos em todo o sistema.

- **Custo.** O custo de sistemas de armazenamento de hidrogénio é demasiado elevado, especialmente em comparação com os convencionais sistemas de armazenamento de combustíveis petrolíferos.

- **Códigos e normas.** Códigos aplicáveis e normas para sistemas de armazenamento de hidrogénio de forma a garantir a segurança e aceitação pública não foram estabelecidos. Procedimentos operacionais padronizados, bem como códigos e normas aplicáveis, são obrigatórios.

- Análise de ciclo de vida e rendimento. Existe uma falta de análise da totalidade do custo do ciclo de vida e rendimento dos sistemas de armazenamento de hidrogénio.

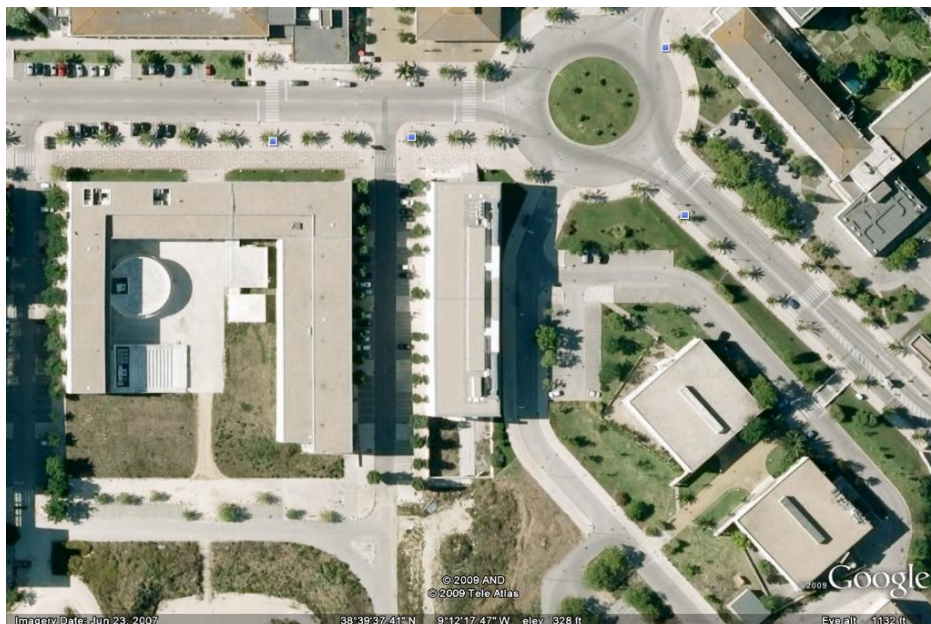
# 4 **Análise Técnica**

No presente capítulo serão apresentados os sistemas propostos a serem simulados, bem como os modelos de cada equipamento, o estudo da carga, o perfil de carga, a definição de implementação, o algoritmo de controlo, a sua simulação bem como as respectivas conclusões.

## **4.1 Apresentação do modelo**

Na análise técnica foi efectuado um caso de estudo, no qual foi considerada uma habitação localizada nas imediações da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa (Figura 4.1), Campus de Caparica, concelho de Almada, cujas coordenadas são  $38.39^{\circ}$  N e  $9.2^{\circ}$  W, e respectivos sistemas autónomos.

O comportamento dinâmico dos sistemas autónomos será simulado, considerando a respectiva estimativa de consumo, bem como a previsão da produção a partir de fontes de energia de origem renovável, e o respectivo algoritmo de controlo.

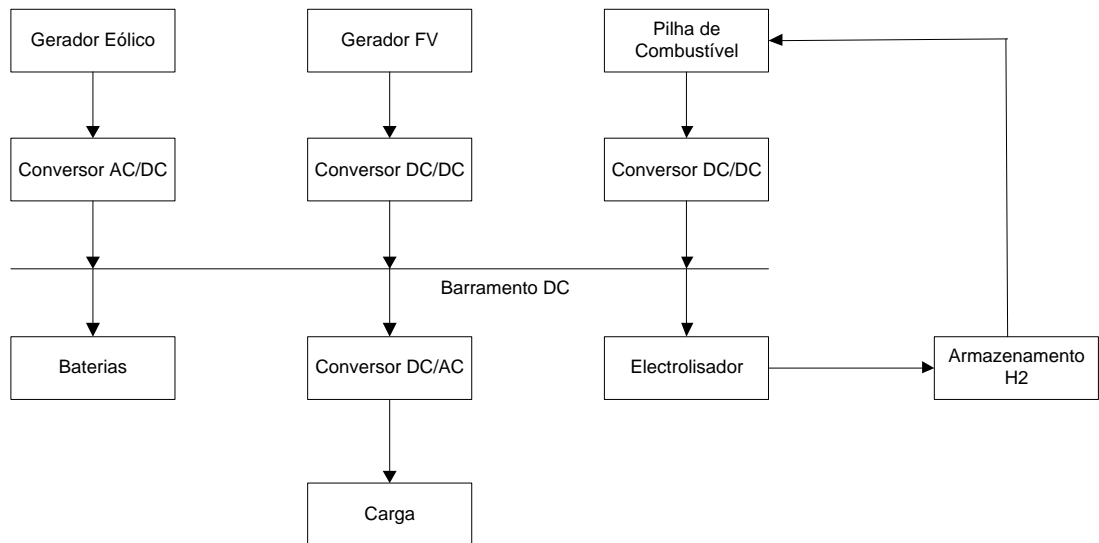


**Figura 4.1 - Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa [Google Earth]**

Foram estudados duas topologias de sistemas autónomos, onde apenas diferem quanto ao armazenamento. No primeiro foi estudado a utilização de hidrogénio como elemento armazenador de energia, enquanto no segundo foi estudado a utilização de baterias.

Para as simulações foi utilizado um modelo baseado no modelo desenvolvido para a produção totalmente renovável de hidrogénio RenH<sub>2</sub> [Martins et al, 2007]. O modelo utilizado nas simulações foi alterado em função dos equipamentos propostos para o estudo e foram efectuadas simulações em ambiente Matlab/Simulink®. A Figura 4.2 representa um diagrama de princípio de um sistema autónomo, no qual o modelo simulado se baseou. Este sistema é composto por três unidades independentes de produção, fotovoltaico, eólico e pilha de combustível. Estas unidades serão descritas ao longo deste capítulo.





**Figura 4.2 - Diagrama de princípio de um sistema autónomo . Adaptado de [Simões et al, 2009]**

Para a simulação da segunda topologia do modelo anterior, foi adoptado um sistema composto apenas por gerador fotovoltaico, gerador eólico e baterias.

## 4.2 Estimativa de consumo

A fase mais importante e complexa do processo de dimensionamento de um sistema autónomo consiste na caracterização dos consumos diários de energia eléctrica. É importante ter em conta o diagrama de carga, de modo a evitar situações de sub-dimensionamento ou situações de elevada redundância fornecida.

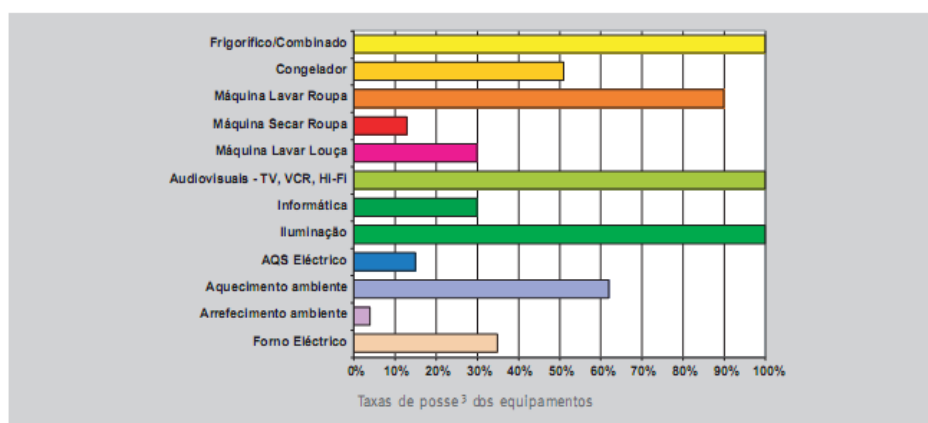
Para este caso de estudo, foi considerado um diagrama por tipo de utilização. Na escolha dos equipamentos, foi tida em conta a Figura 4.3, que representa a taxa de posse de equipamentos domésticos em Portugal. A taxa de posse de equipamentos refere-se à taxa de penetração dos equipamentos nas unidades de alojamentos. A estrutura de consumos eléctricos para este estudo foi baseada nesta taxa de posse de equipamentos. Os equipamentos e respectiva potência estão descritos na Tabela 4.1. A potência dos equipamentos foi retirada da literatura e catálogos de fabricantes.

A potência total dos equipamentos é de 2094W. A estimação da estrutura do diagrama de carga horário para o estudo, foi baseada em consumos medidos regularmente em uma residência. Esta medição teve com base o registo do consumo de diversos equipamentos em intervalos de 12 horas. O tempo diário de operação dos equipamentos e o consequente consumo energético são listados na Tabela 4.2 para um dia de semana e Tabela 4.3, para um dia de fim-de-semana.

Foram estimados dois diagramas de carga, um para um dia de semana (Figura 4.4) e um para um dia de fim-de-semana (Figura 4.5) com base no consumo médio diário de um conjunto de habitações que segue a taxa de posse de equipamentos em Portugal.

**Tabela 4.1 – Potência dos equipamentos**

Dispositivo	Potência nominal (W)
<b>L – sala</b>	4 X 12
<b>L – quartos</b>	2 X 12
<b>L – wc</b>	1 X 12
<b>Frigorífico</b>	160
<b>Forno Eléctrico</b>	200
<b>TV</b>	110
<b>Máquina Lavar Roupas</b>	510
<b>Máquina Lavar Louça</b>	515
<b>Máquina Secar Roupas</b>	515
<b>Total</b>	2094



**Figura 4.3 - Taxa de posse dos equipamentos [DGGE, 2004]**

Tabela 4.2 - Tempo diário de operação

Dispositivo	Potência nominal (W)	Número horas serviço	Consumo diário Wh
L – sala	4 X 12	3	144
L – quartos	2 X 12	0,5	12
L – wc	1 X 12	0,25	3
Frigorífico	160	6,7	1076
Forno Eléctrico	200	2	300
TV	110	3	330
Máquina Lavar Roupa	510	2	1020
Máquina Lavar Loiça	515	1	515
Máquina Secar Roupa	515	1	515
<b>Total</b>			<b>3915</b>

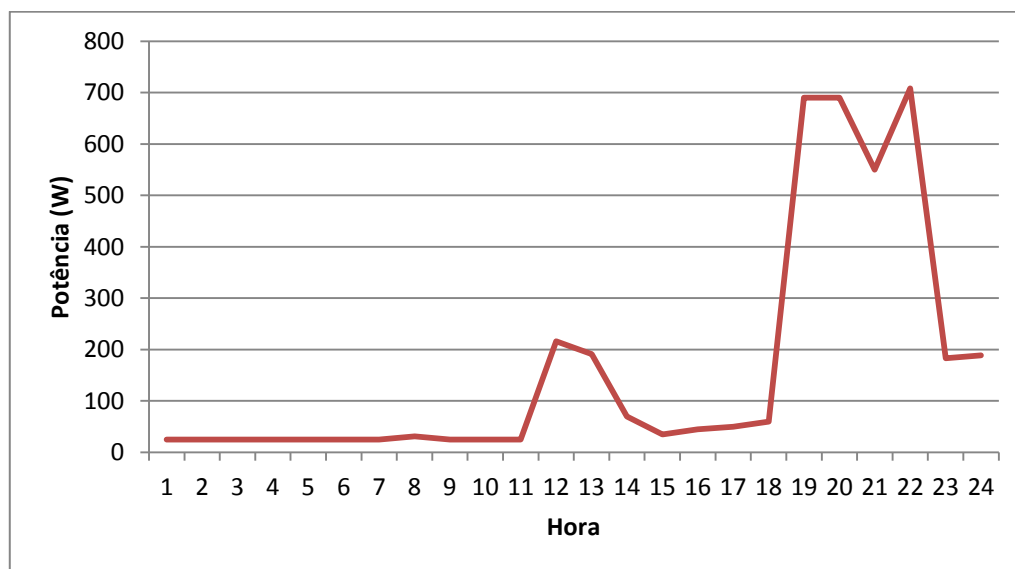


Figura 4.4 - Diagrama de cargas para um dia de semana

Tabela 4.3 - Tempo diário de operação (fim de semana)

Dispositivo	Potência nominal (W)	Número horas serviço	Consumo diário Wh
L – sala	4 X 12	3	144
L – quartos	2 X 12	0,5	12
L – wc	1 X 12	0,25	3
Frigorífico	160	9,5	1527
Forno Eléctrico	200	2	300
TV	110	7	770
Máquina Lavar Roupas	510	1	1020
Máquina Lavar Louça	515	2	1030
Máquina Secar Roupas	515	2	1030
<b>Total</b>			<b>5836</b>

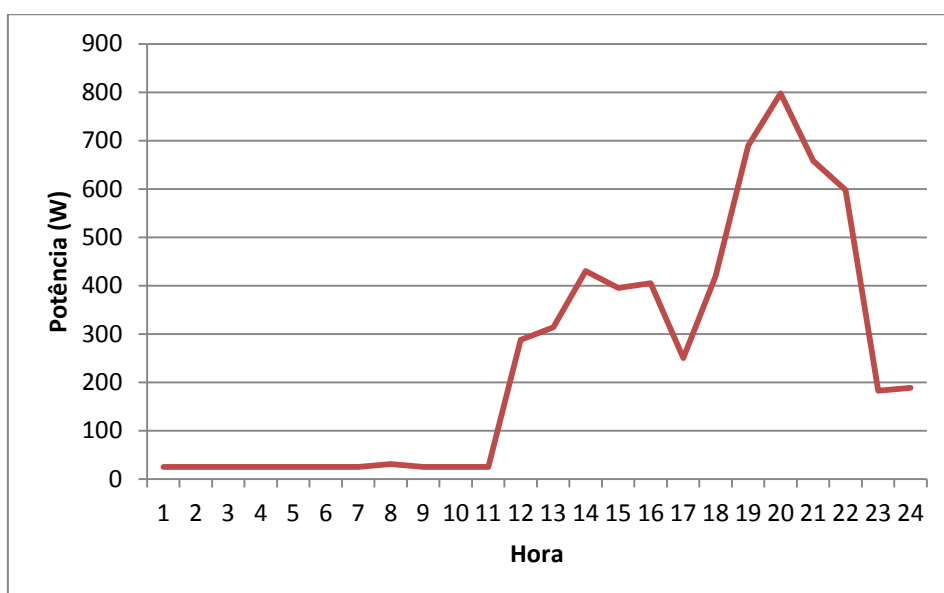


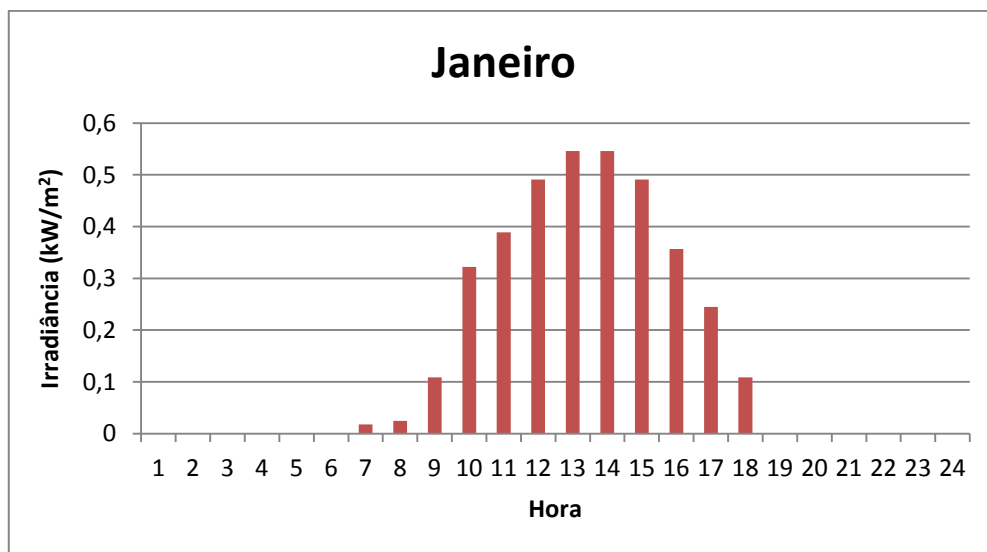
Figura 4.5 - Diagrama de cargas para um dia de fim de semana

### 4.3 Recolha de dados

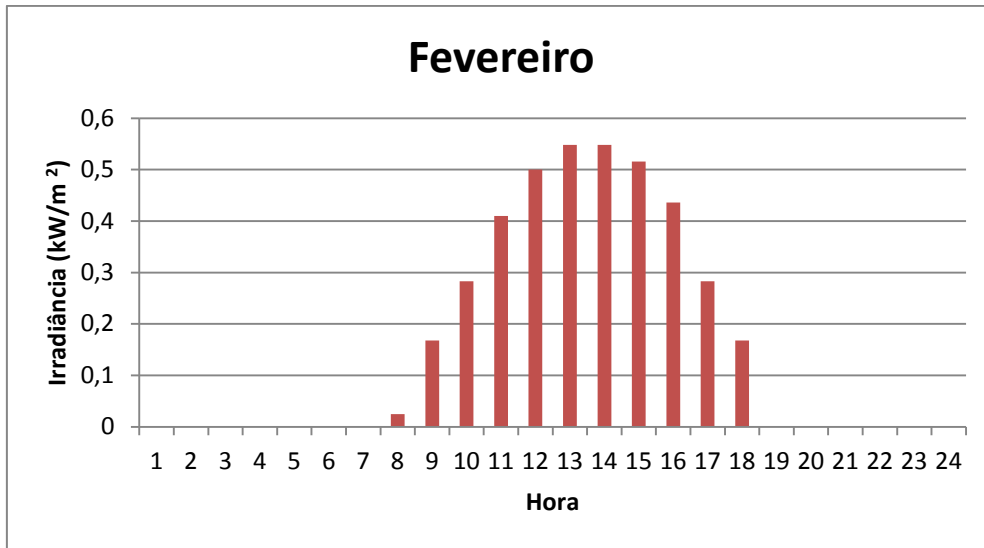
Devido às condições climáticas do local serem uma questão fundamental em termos de integração, em termos de valores horários, foi necessário considerar três conjuntos de valores: radiação solar, temperatura e velocidade do vento. Os valores foram obtidos para as coordenadas referidas no subcapítulo 4.1.

### 4.3.1 Radiação Solar

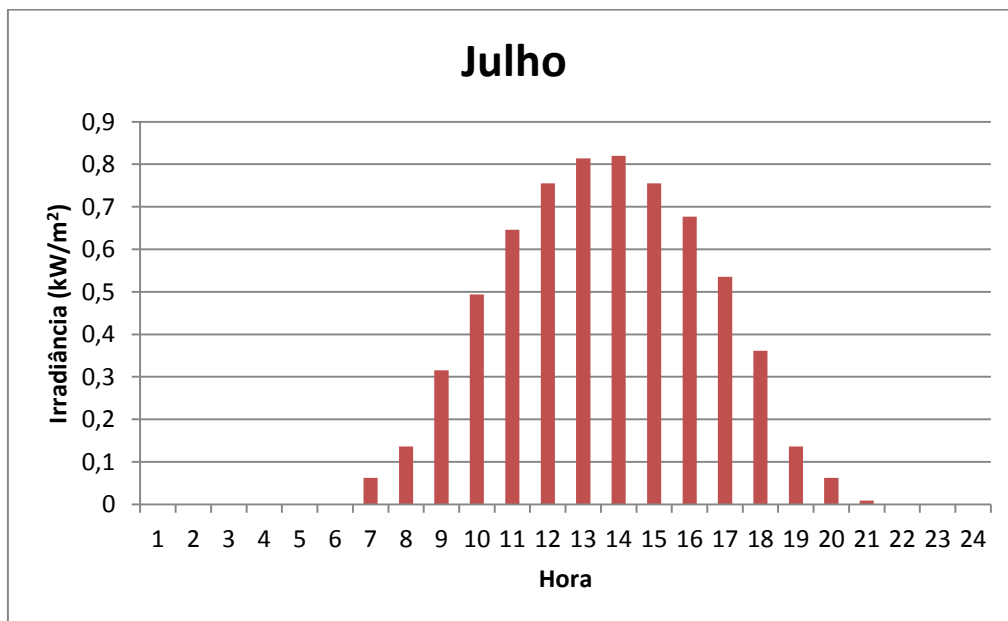
Os dados relativos à radiação solar para a localização desejada foram obtidas através da análise do site: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#> Este site foi escolhido devido à escassez de dados relativos à radiação solar. Neste site é possível obter mapas interactivos Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps. Os dados referem-se à radiação solar média de um dia do respectivo mês. Na figura 4.6 está representado o mês de Janeiro, na figura 4.7 o mês de Fevereiro, na figura 4.8 o mês de Julho e na figura 4.9 está representado o mês de Agosto.



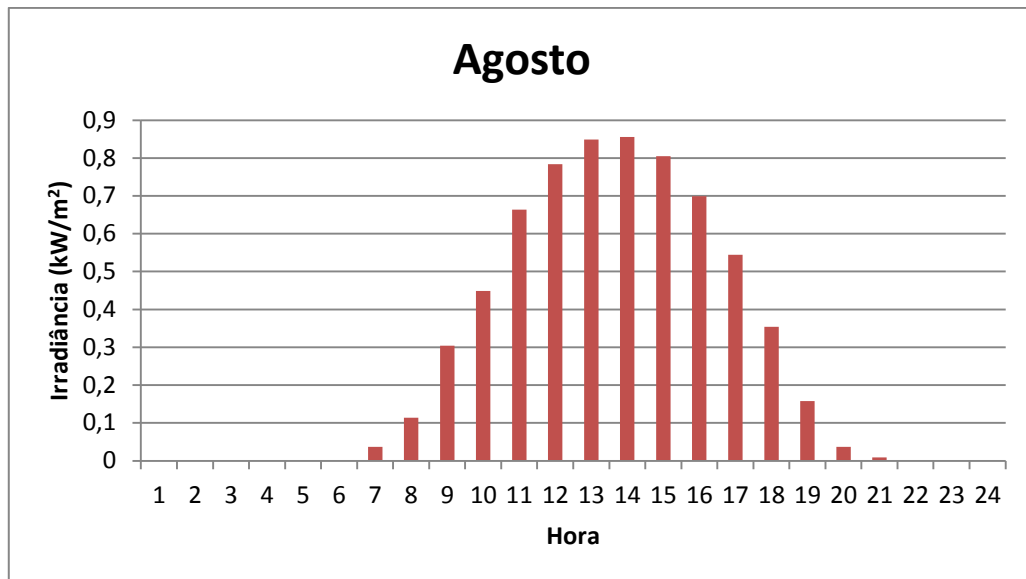
**Figura 4.6 - Radiação Solar Média para o mês de Janeiro**



**Figura 4.7 - Radiação Solar Média para o mês de Fevereiro**



**Figura 4.8 - Radiação Solar Média para o mês de Julho**



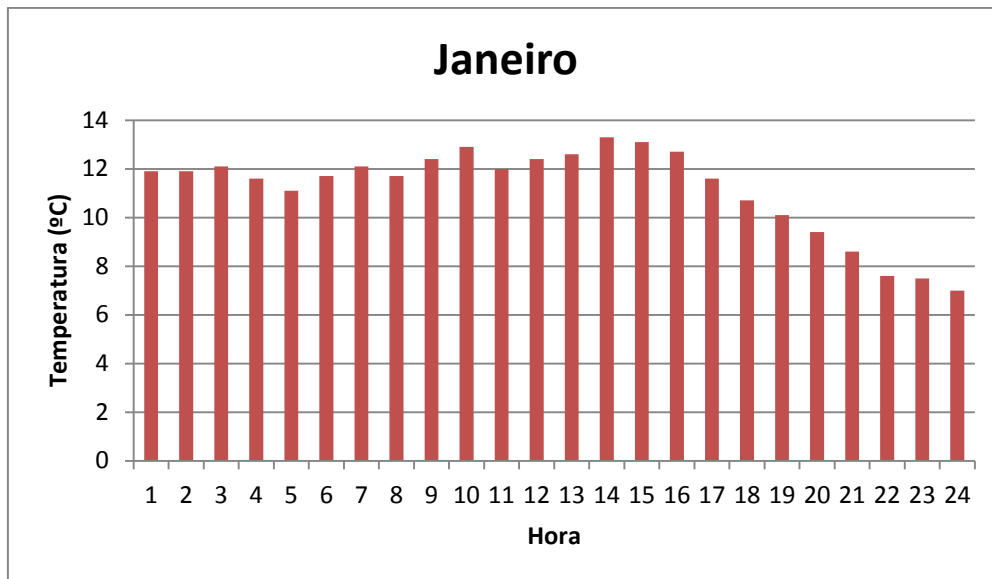
**Figura 4.9 - Radiação Solar Média para o mês de Agosto**

### 4.3.2 Temperatura

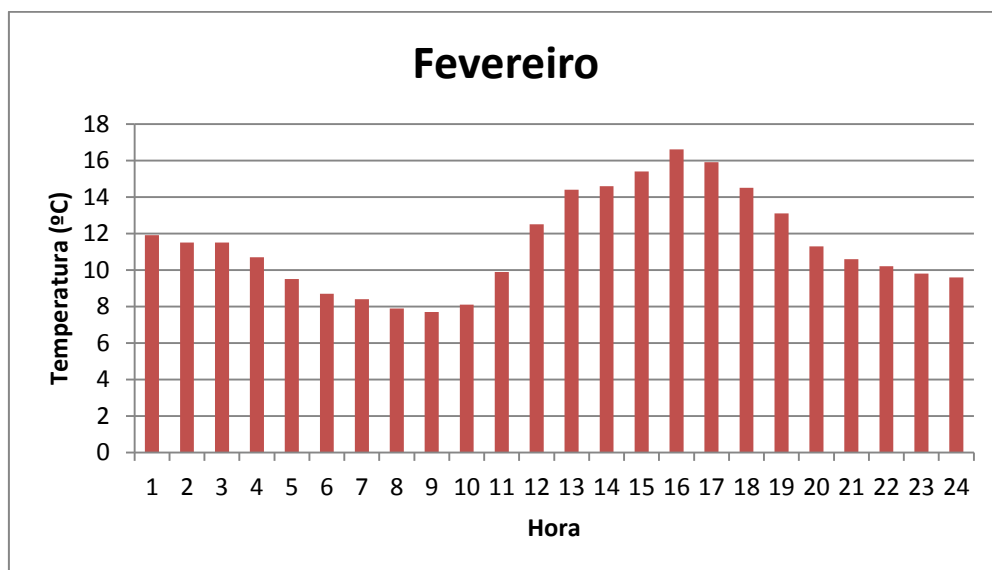
Os dados relativos à temperatura para a localização desejada foram obtidas através da análise do site:

[http://snirh.pt/snirh.php?main\\_id=1&item=4.3.2&objlink=&objrede=](http://snirh.pt/snirh.php?main_id=1&item=4.3.2&objlink=&objrede=)

Tal como na radiação solar, os dados referem-se à temperatura média de um dia do respectivo mês. Na figura 4.10 está representado o mês de Janeiro, na figura 4.11 o mês de Fevereiro, na figura 4.12 o mês de Julho e na figura 4.13 está representado o mês de Agosto.

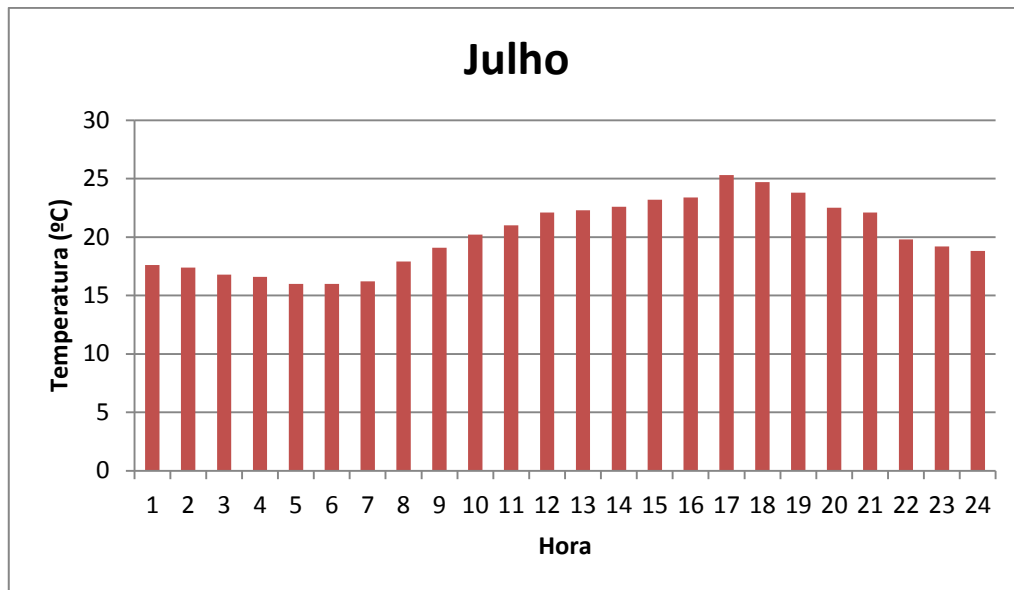


**Figura 4.10 - Temperatura Média para o mês de Janeiro**

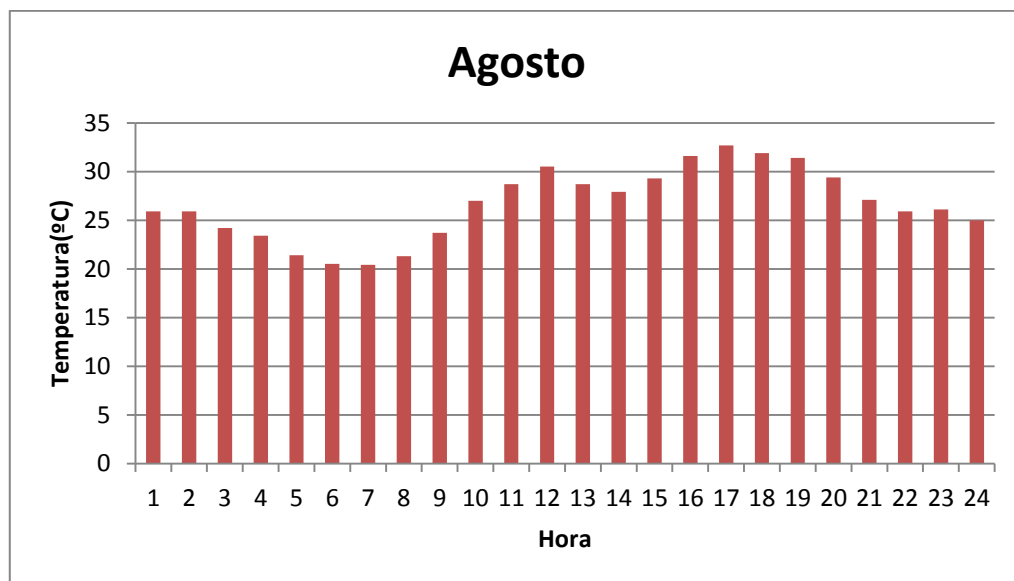


**Figura 4.11 - Temperatura Média para o mês de Fevereiro**





**Figura 4.12 - Temperatura Média para o mês de Julho**



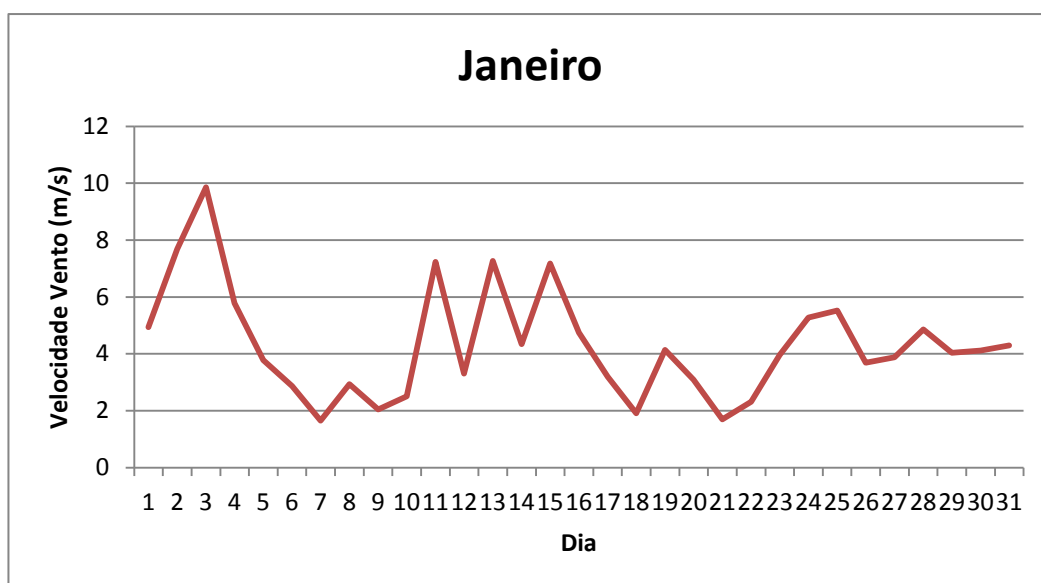
**Figura 4.13 - Temperatura Média para o mês de Agosto**

### 4.3.3 Velocidade do vento

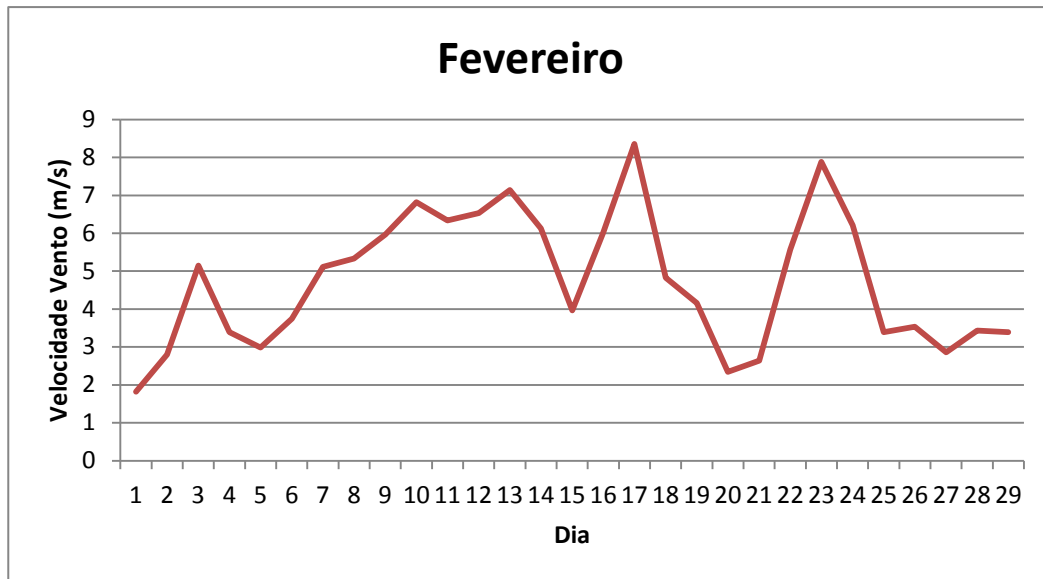
Os dados relativos à velocidade do vento para a localização desejada são resultantes de simulação numérica com o modelo de previsão meteorológica MM5 (Sousa, 2002), gentilmente cedidos pelo Grupo Numérico de Previsão do Tempo do Instituto Superior Técnico (<http://meteo.ist.utl.pt>) para fins de investigação.

As evoluções diárias da velocidade do vento durante 2 meses dos períodos de Inverno e de Verão estão representados nas figuras. Estes valores são referentes ao ano 2008.

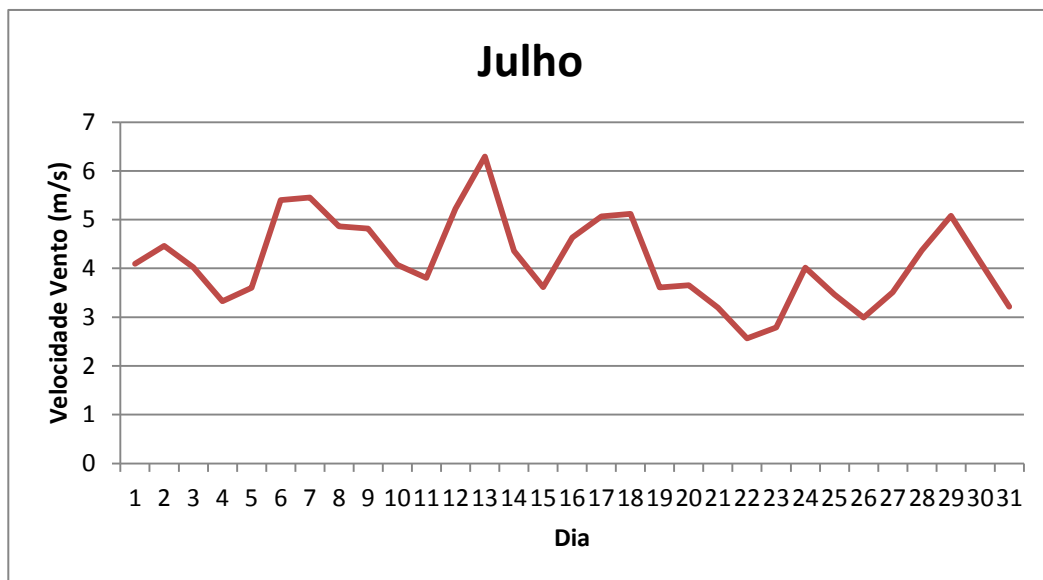
Na figura 4.14 está representado o mês de Janeiro, na figura 4.15 o mês de Fevereiro, na figura 4.16 o mês de Julho e na figura 4.17 está representado o mês de Agosto.



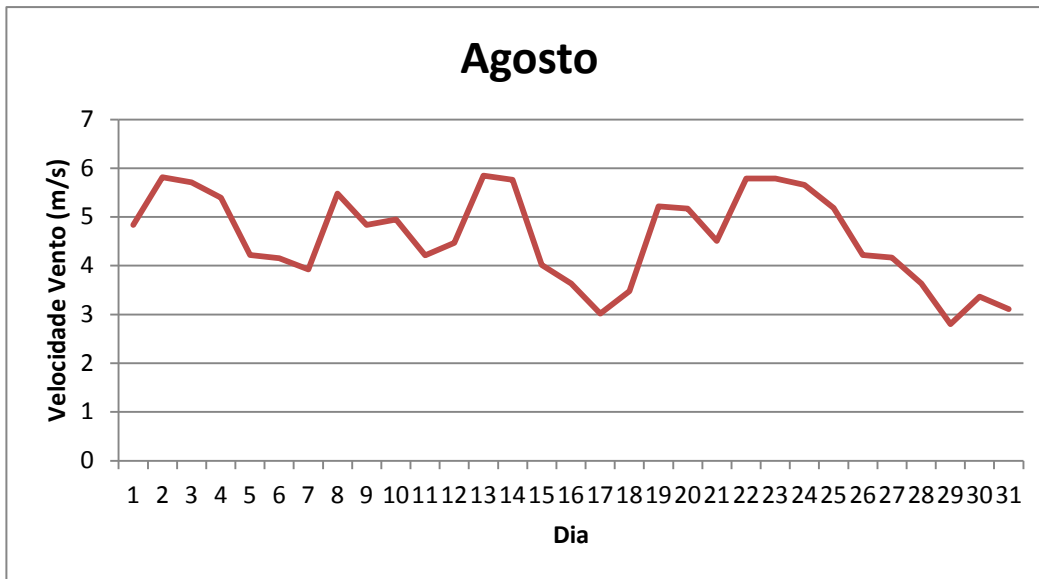
**Figura 4.14 - Velocidade do vento relativo ao mês de Janeiro de 2008**



**Figura 4.15 - Velocidade do vento relativo ao mês de Fevereiro de 2008**



**Figura 4.16 - Velocidade do vento relativo ao mês de Julho de 2008**



**Figura 4.17 - Velocidade do vento relativo ao mês de Agosto de 2008**

As Tabelas 4.4 e 4.5 resumem as médias dos dados obtidos para dois casos, para a estação de Inverno (Janeiro e Fevereiro) e para a estação de Verão (Julho e Agosto).

**Tabela 4.4 - Dados para a estação de Inverno**

Inverno	Janeiro	Fevereiro
Velocidade vento (m/s)	4,33	4,75
Temperatura (°C)	11,17	11,43
Radiação solar (kW/m <sup>2</sup> )	0,15	0,16

**Tabela 4.5 - Dados para a estação de Verão**

<b>Verão</b>	<b>Julho</b>	<b>Agosto</b>
<b>Velocidade vento (m/s)</b>	4,16	4,59
<b>Temperatura (°C)</b>	20,19	26,66
<b>Radiação solar (kW/m<sup>2</sup>)</b>	0,27	0,28

#### 4.4 Descrição dos sistemas

Os principais elementos constituintes dos sistemas autónomos propostos são:

##### Produção

- Gerador Fotovoltaico;
- Gerador Eólico;
- Pilha de combustível;

##### Armazenamento

- Hidrogénio;
- Baterias.

##### Carga

A escolha foi efectuada para poder aproveitar a existência do gerador eólico e da pilha de combustível, que são elementos que já se encontram instalados no Edifício de Engenharia Electrotécnica da FCT-UNL, podendo assim avaliar o seu comportamento em condições reais de funcionamento. Quanto ao gerador



### 4.5.1 Gerador fotovoltaico

O modelo eléctrico de um painel fotovoltaico tipicamente considera uma curva V-I com 5 parâmetros [Simões et al, 2009]:

$$I = I_l - I_o \left[ \exp \left( \frac{q(V+RsI)}{nkTN_{cell}} \right) - 1 \right] - \frac{V+RsI}{Rsh} \quad (4.1)$$

na qual,  $I_l$  representa a corrente derivada da radiação solar,  $I_o$  a corrente de saturação,  $q$  a carga dos electrões,  $k$  a constante de Boltzmann,  $T$  a temperatura,  $R_s$  as resistências em série,  $R_{sh}$  a resistência de shunt,  $N_{cell}$  o número de células em série num módulo e  $n$  o factor de idealidade ( $n \in [1,2]$ ).

Para o processo de dimensionamento do gerador fotovoltaico foi utilizado o modelo de Masters [Masters,2004] já referido no capítulo anterior. O módulo fotovoltaico escolhido foi o módulo Isofotón I-53 de 53W.

Utilizando as Equações 3.1, 3.2, 3.3, o valores obtidos foram:

Capacidade para a carga = 14,82 Ah/dia por cadeia

Módulos em paralelo = 13

Módulos em série = 2

O gerador fotovoltaico é então composto por 26 módulos, 2 cadeias de 13 módulos, de 53W. Ligando os módulos em série 2 a 2, obtêm-se 13 unidades de 24V, o que corresponde à tensão nominal desejada. A ligação em paralelo, destas unidades, permitirá a adição das correntes de forma a atingir a potência de 1378W.

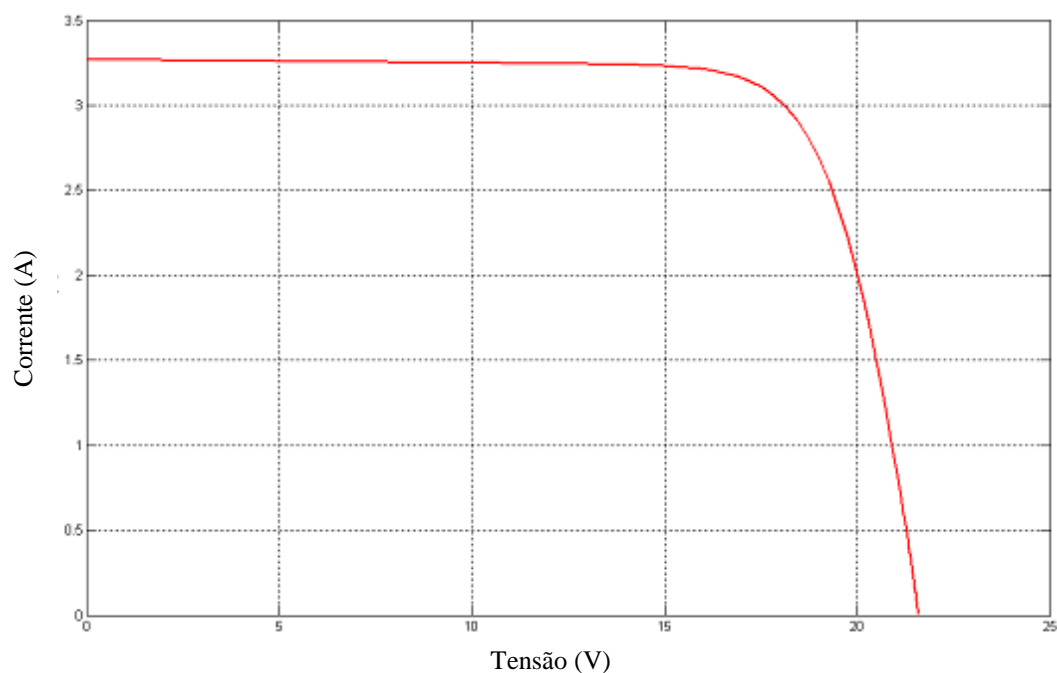
Segundo Masters [Masters, 2004], a tabela seguinte apresenta o valor das tensões em função da potência, recomendados para sistemas fotovoltaicos.

Como a potência dimensionada é de 1378W, a tensão do sistema recomendada é de 24V.

**Tabela 4.6 - Tensões recomendadas para sistemas fotovoltaicos [Masters, 2004]**

Potência do sistema Fotovoltaico (W)	Tensão do sistema (V)
<1200	12
1200-2400	24
2400-4800	48

Uma vez que se está interessado numa análise energética, o anterior modelo pode ser simplificado. O modelo em estudo foi simplificado tendo em conta a curva V-I da Figura 4.19, que corresponde à curva V-I do módulo escolhido.



**Figura 4.19 - Curva V-I do módulo fotovoltaico Isofóton I-53 de 53W**



### 4.5.2 Gerador eólico

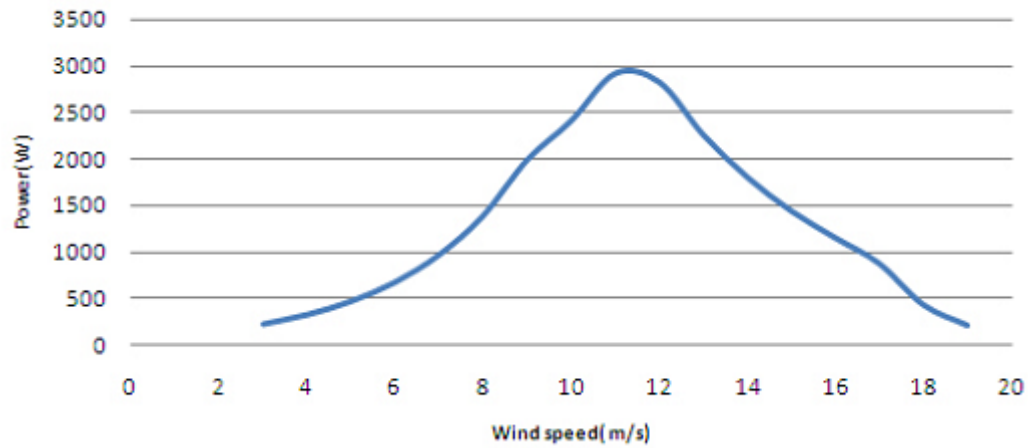
O gerador eólico é equipado com um gerador síncrono de magnetos permanentes. A máquina síncrona é usualmente modelada utilizando a teoria de conversão electromecânica de energia. Algumas hipóteses podem ser feitas para simplificar o modelo. Supondo que a saturação magnética do ferro pode ser desprezada, a dinâmica eléctrica pode ser representada pela Equação 4.2. Este modelo pressupõe um referencial rotativo  $dq$  girar a uma velocidade  $\omega_r$  [Simões et al, 2009].

$$\left\{ \begin{array}{l} vq = Rsiq + Lq \frac{diq}{dt} + \omega_r Ld \frac{did}{dt} + Lmq \frac{dikq1}{dt} + Lmq \frac{dikq2}{dt} + \omega_r Lmd \frac{difd}{dt} + \omega_r Lmd \frac{dikd}{dt} \\ vd = -\omega_r Lq \frac{diq}{dt} + Rsid + Ld \frac{did}{dt} - \omega_r Lmq \frac{dikq1}{dt} - \omega_r Lmq \frac{dikq2}{dt} + Lmd \frac{difd}{dt} + Lmd \frac{dikd}{dt} \\ vkq1 = Lmq \frac{diq}{dt} + Rkq1ikq1 + Lkq1 \frac{dikq1}{dt} \\ vkq2 = Lmq \frac{diq}{dt} + Rkq2ikq2 + Lkq2 \frac{dikq2}{dt} \\ vfd = Lmd \frac{did}{dt} + Rfdifd + Ld \frac{difd}{dt} + Lmd \frac{dikd}{dt} \\ vkd = Lmd \frac{did}{dt} + Lmd \frac{difd}{dt} + Rkdikd + Lkd \frac{dikd}{dt} \end{array} \right. \quad (4.2)$$

As nomenclaturas  $d$  e  $q$  referem-se às quantidades no referencial  $dq$ ,  $m$  à magnetização das indutâncias e  $f$  e  $k$  referem-se a quantidades de campo e de amortecimento, respectivamente. O binário electromecânico é dado pela Equação 4.3, onde  $pp$  representa o número de pólos.

$$T_e = \frac{pp}{2} [Lmd(id + ifd + ikd)i_q - Lmq(i_q + ikq1 + ikq2)id] \quad (4.3)$$

No modelo, como se está interessado numa análise energética, é considerado a curva de potência do gerador eólico de 2kW da Yangzhou Shenzhou Wind-driven Generator Co., Ltd, previamente instalado no Edifício de Engenharia Electrotécnica da FCT-UNL (Figura 4.21) , que está representada na figura (4.20).



**Figura 4.20 - Curva de potência do Gerador Eólico de 2kW da Yangzhou Shenzhou Wind-driven Generator Co., Ltd**



**Figura 4.21 - Gerador Eólico de 2kW da Yangzhou Shenzhou Wind-driven Generator Co., Ltd instalado no Departamento de Engenharia Electrotécnica da FCT-UNL**

### 4.5.3 Pilha de combustível

O modelo detalhado da célula de combustível considera as equações fundamentais do ânodo/cátodo, tendo em conta os respectivos efeitos térmicos . A relação entre o caudal molar de gás através da válvula e a sua pressão parcial dentro do canal, pode ser expresso como (4.4).  $p_{H2}$  indica a pressão parcial do hidrogénio,  $R$  a constante universal dos gases,  $T$  a temperatura e  $V_{an}$  o volume de ânodo [Simões et al, 2009].

$$\frac{d}{dt} p_{H2} = \frac{RT}{V_{an}} (q_{H2}^{in} - q_{H2}^{out} - q_{H2}^r) \quad (4.4)$$

Assumindo que a temperatura e concentração de oxigénio são constantes, a tensão de saída da pilha de combustível pode ser expressa por (4.5).  $E$  denota a tensão instantânea de Nernst (4.6),  $V_{ohmic}$  as perdas de tensão resistivas (4.7),  $V_{activation}$  as perdas de tensão de activação (4.8),  $V_{concentration}$  as perdas de tensão devido às perdas de transporte de massa (4.9),  $N_0$  o número de pilhas em série,  $E_0$  a tensão de saída em vazio,  $R$  a constante universal dos gases,  $T$  a temperatura de pilha,  $F$  a constante de Faraday,  $p_{H2}$ ,  $p_{O2}$  e  $p_{H2O}$ , as respectivas pressões parciais do oxigénio/hidrogénio/água,  $R_{FC}$  a resistência eléctrica,  $I_{dc}$  a corrente da pilha de combustível,  $c$  a taxa de transferência de carga dos eléctrodos ( $c = \frac{RT}{2F}$ ) e  $I_{Lim}$  a corrente limite da pilha de combustível.

$$V_{dc} = E - V_{ohmic} - V_{activation} - V_{concentration} \quad (4.5)$$

$$E = N_0 \left[ E_0 + \frac{RT}{2F} \log \left( \frac{p_{H2} \sqrt{p_{O2}}}{p_{H2O}} \right) \right] \quad (4.6)$$

$$V_{ohmic} = R_{FC} \times I_{dc} \quad (4.7)$$

$$V_{activation} = N_0 \left( \frac{RT}{2\alpha F} \right) \times \ln \left( \frac{I_{dc}}{I_0} \right) \quad (4.8)$$

$$V_{\text{concentration}} = c \ln \left( 1 - \frac{I_{dc}}{I_{\text{Lim}}} \right) \quad (4.9)$$

O modelo simplificado considera apenas a relação entre a corrente e a tensão. Essa relação foi obtida experimentalmente e é conhecida como a curva de polarização, apresentada na Figura 4.26.

#### **4.5.4 Análise do desempenho de pilha de combustível de 1.2kW**

De modo a observar o comportamento da pilha de combustível para a modelização do sistema, foram efectuados ensaios com a pilha de combustível Ballard Nexa 1.2 kW (Figura 4.22) e o inversor Hydroboy 1124 (Figura 4.23) previamente instalados no Departamento de Engenharia Electrotécnica da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa.

Como objectivos, pretende-se registar o regime estático da pilha de combustível e verificar o consumo de hidrogénio para diferentes potências de saída de modo a serem utilizados no modelo do sistema a simular.

A pilha de combustível Ballard Nexa 1.2kW é do tipo PEM e as características gerais da pilha descritos na Tabela 4.7:

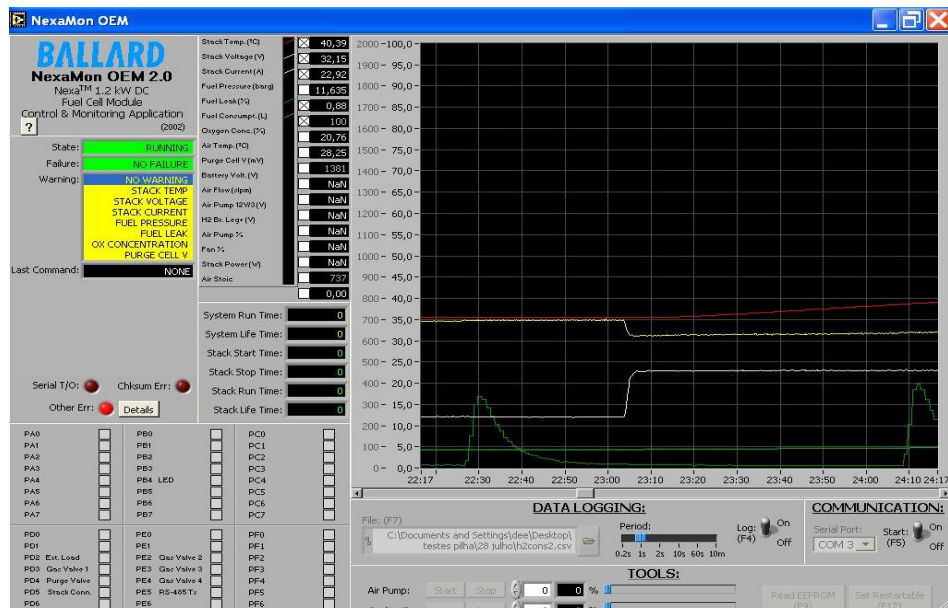
Tabela 4.7 - Características da pilha de combustível

Desempenho	Potência	1200W
	Gama de tensões DC	22..50 V
	Tensão nominal	26V DC
	Corrente nominal	46A
Combustível		Hidrogénio
	Qualidade	$\geq 4,0$ (99,99%)
	Pressão	0,7...17 bar g (0...250psi g)
	Consumo	18,5 sl/min (à potência nominal)
Emissões	Água	870 ml/h (à potência nominal)
	Ruído	$\leq 72$ dBA a 1m
Física	C X L X A	56 X 25 X 33 cm
	Peso	13kg

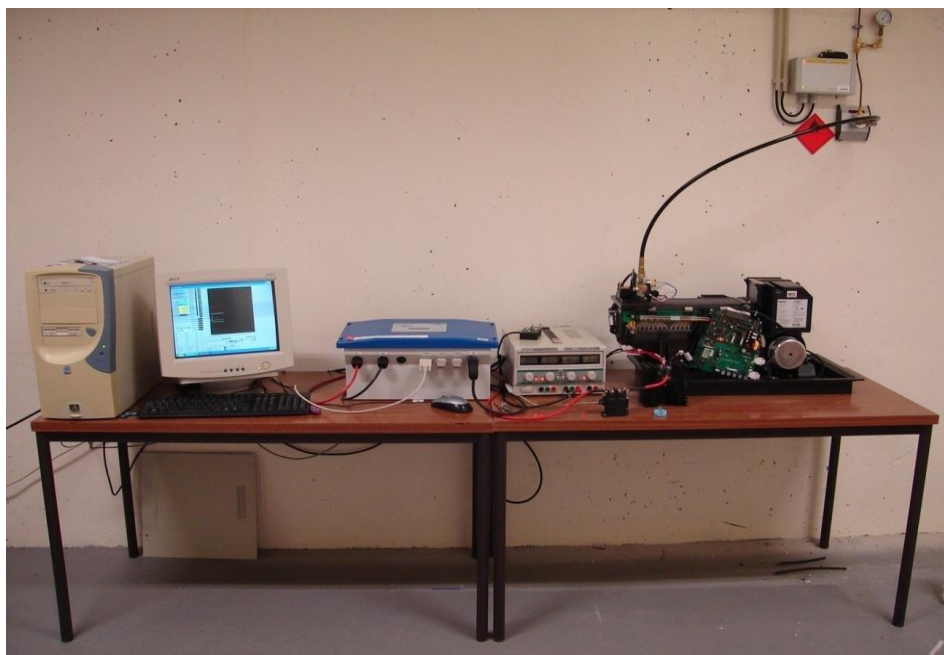


Figura 4.22 - Pilha de combustível Ballard Nexa de 1.2kW instalado no Departamento de Engenharia Electrotécnica da FCT-UNL





**Figura 4.24 - Interface do software NexaMon OEM 2.0**



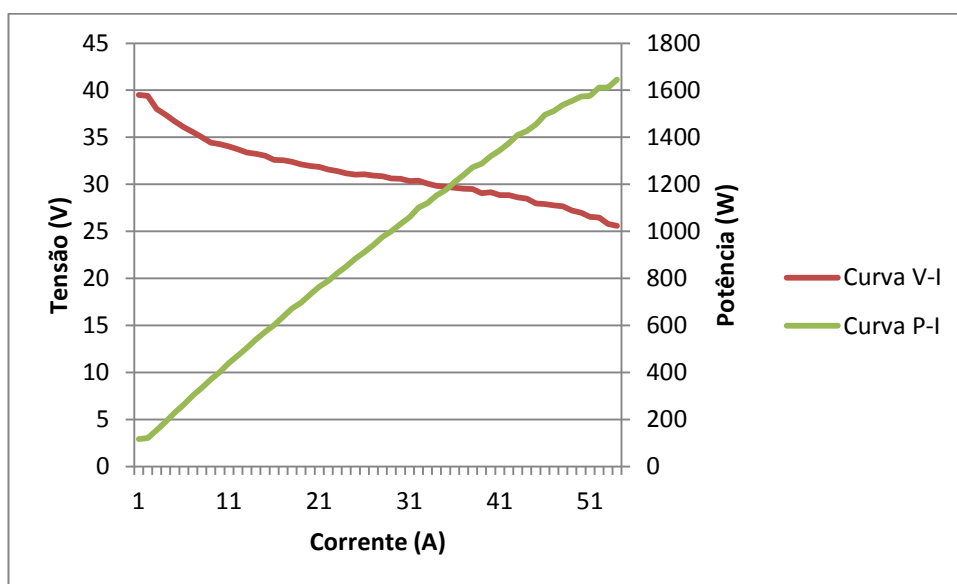
**Figura 4.25 - Sistema instalado no Departamento de Engenharia Electrotécnica da FCT-UNL**



#### 4.5.4.1 Regime estático

Neste teste, tem-se a pilha num regime de corrente contínua, sendo que esta toma valores desde 0A até 61A com espaçamento de 1A a cada 60s. Este teste teve a duração de 1 hora, sendo que este teste foi posteriormente repetido tendo sido obtido os mesmos resultados.

No teste, verificou-se que a tensão apresentada diminui com o acréscimo de corrente (Figura 4.26). O início do registo de valores, corresponde a um período em que a pilha já se encontrava em funcionamento. Foram registadas tensão, corrente e potência de modo a acompanhar a evolução de ambas. De acordo com o comportamento da pilha, verifica-se que está de acordo com o esperado, tendo por base a comparação com outros estudos.



**Figura 4.26 - Curvas V-I e P-I da pilha de combustível Ballard Nexa de 1.2kW instalado no Departamento de Engenharia Electrotécnica da FCT-UNL**



#### 4.5.4.2 Consumo de hidrogénio

Foi efectuado o seguinte procedimento para verificar o consumo de hidrogénio da pilha de combustível. A pilha foi ligada, após 30 minutos a funcionar a 120W, iniciou-se a verificação do regime estático. Após a verificação, a pilha ficou a funcionar 30 minutos a 120W. Passados os 30 minutos foi então verificado os consumos de hidrogénio. Intervalos de 10 minutos foram verificados, com as seguintes potências: 240W, 480W, 720W e 960W.

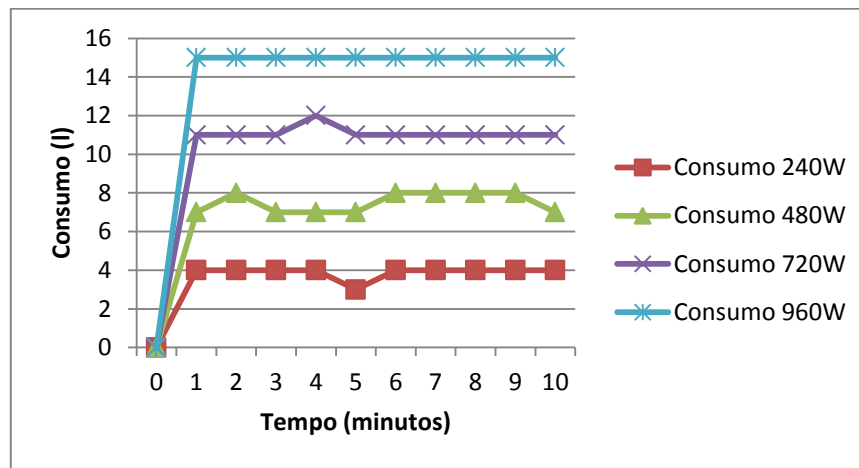


Figura 4.27 - Comparação de consumos

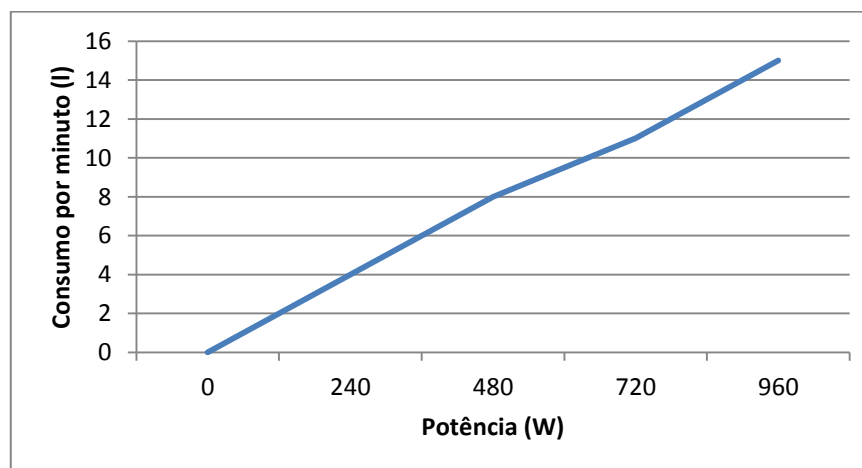


Figura 4.28 - Consumo associado à potência utilizada

## 4.6 Armazenamento

### 4.6.1 Sistema com armazenamento a hidrogénio

Para a simulação do sistema com armazenamento a hidrogénio foi utilizada a pilha de combustível Ballard Nexa de 1.2 kW cuja análise foi feita no subcapítulo anterior, um electrolisador de 500W, um tanque de hidrogénio de 1400l e uma bateria de ácido-chumbo de 25Ah de modo a que a pilha de combustível acompanhe a carga, estes equipamentos baseados no modelo do sistema RenH<sub>2</sub>. O armazenamento é gerido através de um algoritmo de controlo.

#### 4.6.1.1 Armazenamento de hidrogénio

O armazenamento de hidrogénio considerado utiliza hidretos metálicos, tal como no sistema RenH<sub>2</sub>.

O método mais comum de caracterizar e avaliar o processo de absorção/dessorção de hidrogénio num hidreto metálico é através das curvas PCT, de onde a pressão de um determinado teor de hidrogénio aumenta com a temperatura e é uma consequência directa da termodinâmica associada com a reacção de hidrogenação (4.10) [Simões et al, 2009].



O hidreto metálico em questão é capaz de fornecer hidrogénio aos fluxos requeridos, assim a componente de armazenamento é modelizada de uma maneira simplificada utilizando o estado de carga (SOCMH) do hidreto metálico descrito pela equação seguinte (4.11),

$$SOC_{MH} = \frac{N_{MH,initial} + \int m_{EL,H_2} dt - \int m_{FC,H_2} dt}{N_{MH,total}} \quad (4.11)$$

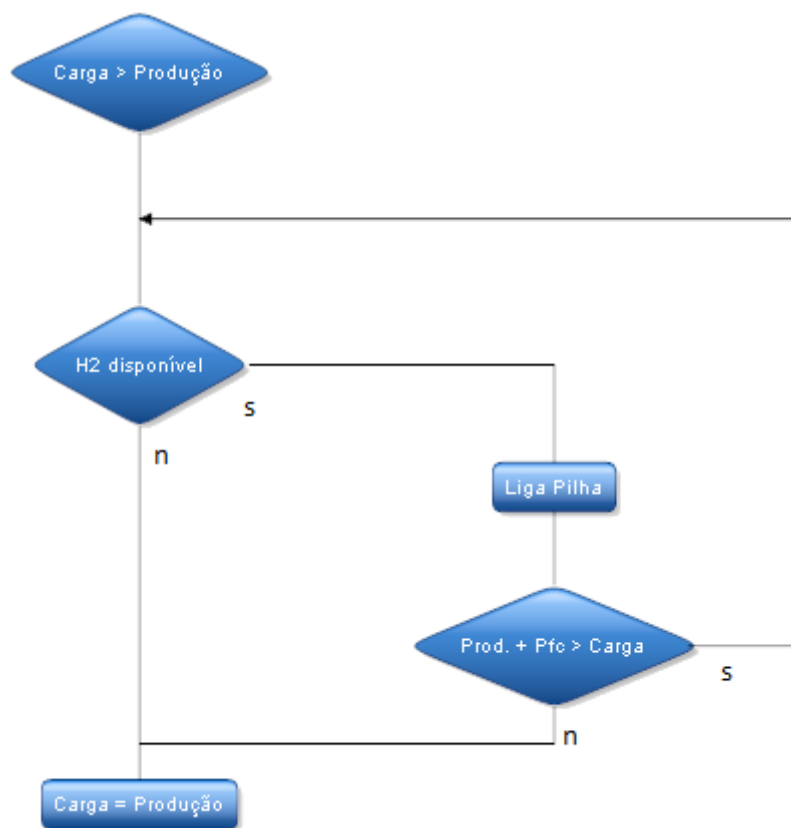
de onde,  $N_{MH,initial}$  é o conteúdo de hidrogénio inicial;  $N_{MH,total}$  é a capacidade total de hidrogénio no hidreto,  $m_{EL,H_2}$  é o fluxo de hidrogénio proveniente do electrolizador e  $m_{FC,H_2}$  é o fluxo de hidrogénio exigido pela célula de combustível.

#### 4.6.1.2 Algoritmo de controlo

Sempre que a produção renovável é insuficiente para enfrentar os requisitos de carga, a pilha de combustível utiliza o hidrogénio armazenado para produzir a energia necessária. Este algoritmo é baseado no modelo do sistema RenH<sub>2</sub> [Martins et al, 2007].

A gestão da energia e a estratégia de controlo do sistema está representada na Figura 4.29 e é a seguinte:

- O uso da potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e pelo gerador eólico têm prioridade para fornecer electricidade;
- Se a potência total do gerador fotovoltaico e do gerador eólico for maior que a carga, a potência adicional irá ser utilizada para a produção de hidrogénio;
- O electrolizador irá produzir hidrogénio enquanto a condição anterior se verificar e enquanto o tanque não estiver cheio;
- Se a potência total do gerador fotovoltaico e do gerador eólico for menor que a carga, a potência necessária irá ser fornecida pela pilha de combustível;
- A pilha de combustível irá funcionar enquanto existir hidrogénio no tanque.



**Figura 4.29 – Fluxograma simplificado do algoritmo de controlo considerado**

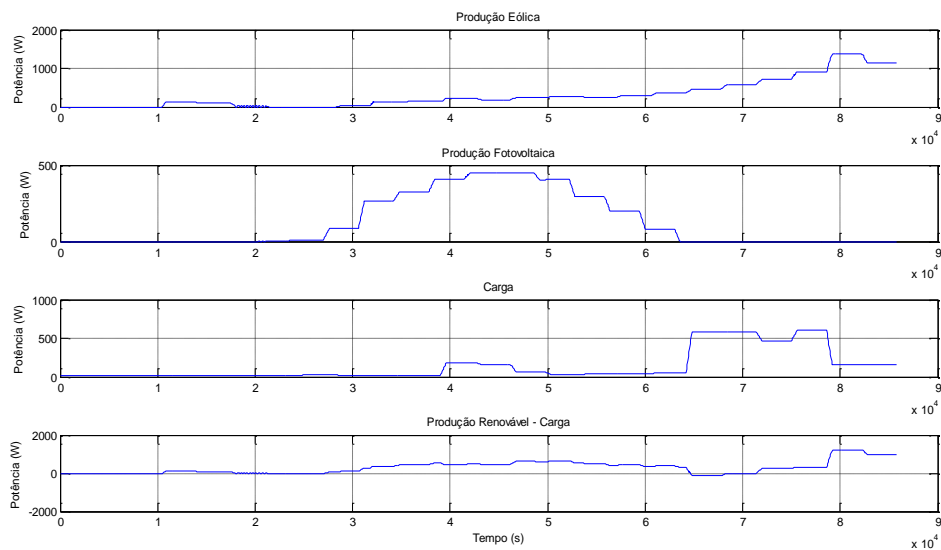
#### 4.6.1.3 Simulações

Tal como foi descrito anteriormente, as simulações foram efectuadas em ambiente Matlab/Simulink®.

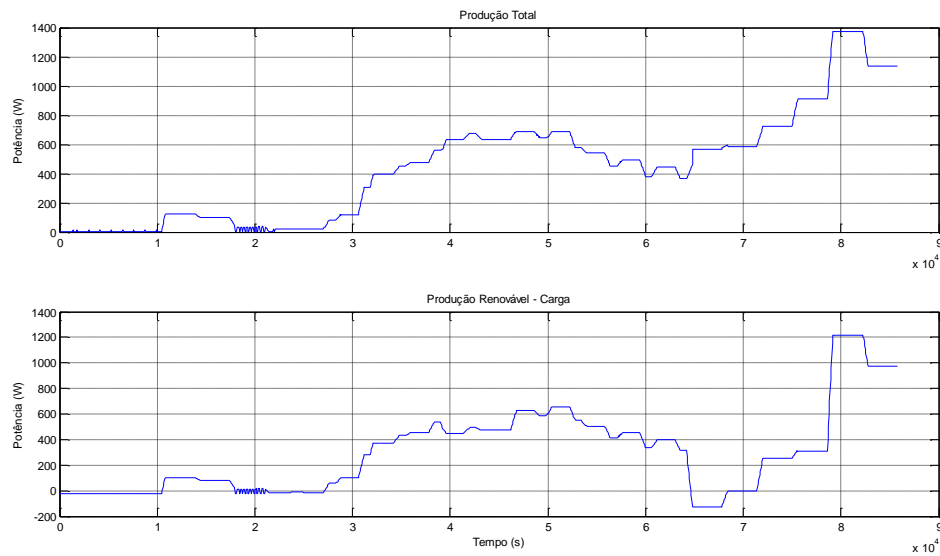
Foram efectuadas diversas simulações para as estações de Inverno e de Verão, tendo em vista a observação do comportamento do sistema, o consumo de hidrogénio, horas de funcionamento do electrolisador e pilha de combustível. Em ambas as estações foram considerados os dados meteorológicos descritos no subcapítulo 4.3. Todos os dias considerados, foram os piores dias com condições meteorológicas de acordo com a recolha de dados.

#### 4.6.1.3.1 Estação de inverno

Nas figuras seguintes apresentam-se os conjuntos de resultados obtidos para a simulação efectuada para o mês de Janeiro. É apresentado o comportamento do sistema em relação à sua produção e ao comportamento do armazenamento. Em ambas as figuras, o eixo horizontal apresenta o tempo de funcionamento do sistema em segundos, correspondendo a um dia (Tabela 4.8). No eixo vertical está representado a potência.



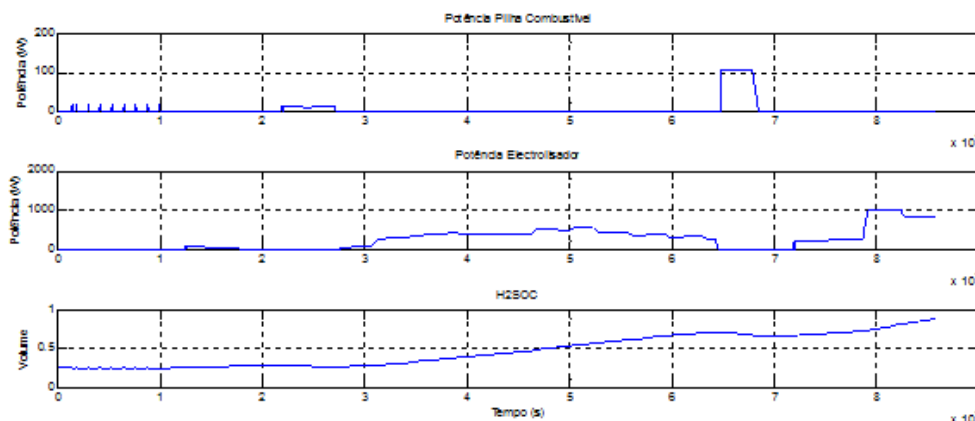
**Figura 4.30 - Comportamento do sistema para o mês de Janeiro**



**Figura 4.31 - Produção relativa do mês de Janeiro**

Na figura 4.30 é possível verificar que a produção fotovoltaica tem sempre valores inferiores a 500W enquanto existe disponibilidade solar. Apenas no final do dia, a partir das 19 horas, a produção eólica consegue ter valores acima de 1000W, sendo um factor para que exista redundância de produção renovável permitindo assim com que se produza hidrogénio.

A partir da Figura 4.31 verifica-se que existe apenas um período em que não existe disponibilidade suficiente de produção. Este período situa-se entre as 18 e 19 horas do dia. Nesse momento, a pilha de combustível irá funcionar. Nas restantes horas, o excesso de energia renovável irá permitir que o electrolisador produza hidrogénio.



**Figura 4.32 - Pilha e Electrolisador relativos ao mês de Janeiro**

A figura 4.32 apresenta o comportamento diário da pilha de combustível, electrolisador e estado de carga do tanque de hidrogénio (H2SOC). O eixo vertical corresponde à potência, excepto no comportamento de H2SOC, em que é representado o volume do tanque de hidrogénio.

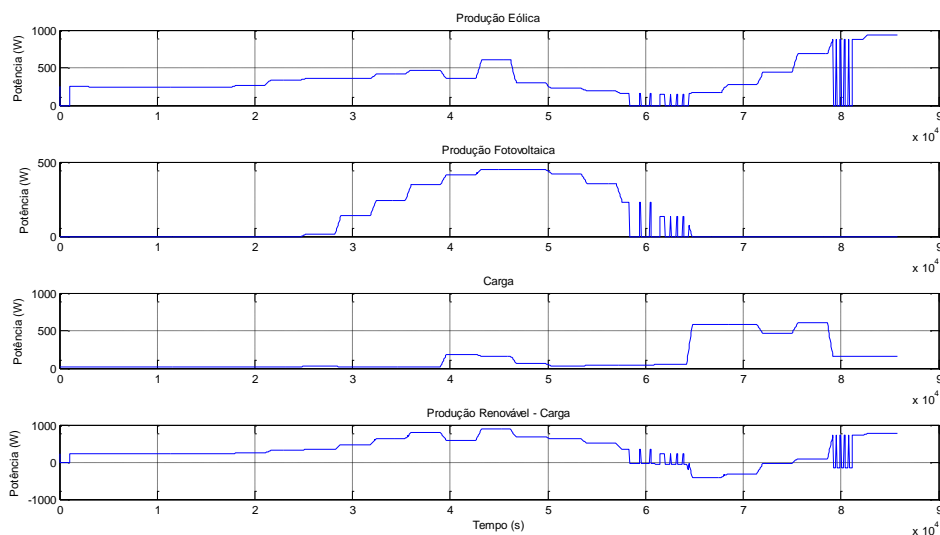
De acordo com o algoritmo de controlo considerado, aquando da necessidade de compensação por parte da pilha de combustível, esta comportou-se como esperado, sendo que conseguiu suportar o sistema. Esta situação ocorre, como verificado anteriormente na figura 4.31, entre as 18 e 19 horas do dia. Nas restantes alturas do dia, o electrolisador irá funcionar, devido a existir redundância da produção renovável, enquanto o tanque de hidrogénio não atingir o seu máximo.

Os resultados verificados evidenciam que o tanque de hidrogénio nunca atinge o seu máximo, contudo o sistema é sustentável devido à pilha de hidrogénio conseguir acompanhar a carga aquando da produção renovável ser insuficiente.

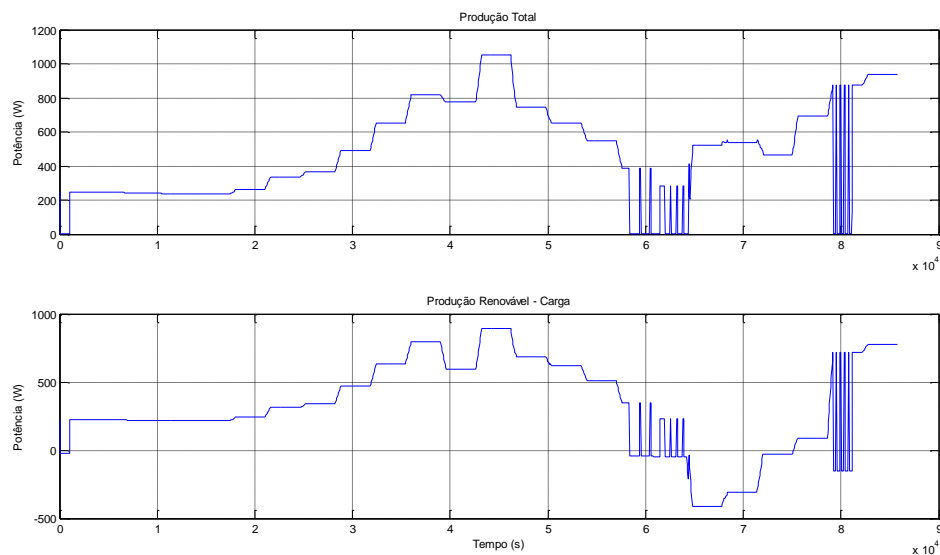
É possível verificar também uma maior produção fotovoltaica durante o dia, e eólica durante a noite.

Nas figuras seguintes apresentam-se os conjuntos de resultados derivados da simulação efectuada para o mês de Fevereiro. É apresentado o comportamento do sistema em relação à sua produção e ao comportamento do armazenamento. Em ambas as figuras, o eixo horizontal apresenta o tempo de funcionamento do sistema

em segundos, correspondendo a um dia (Tabela 4.8). No eixo vertical está representado a potência.



**Figura 4.33 - Comportamento do sistema para o mês de Fevereiro**



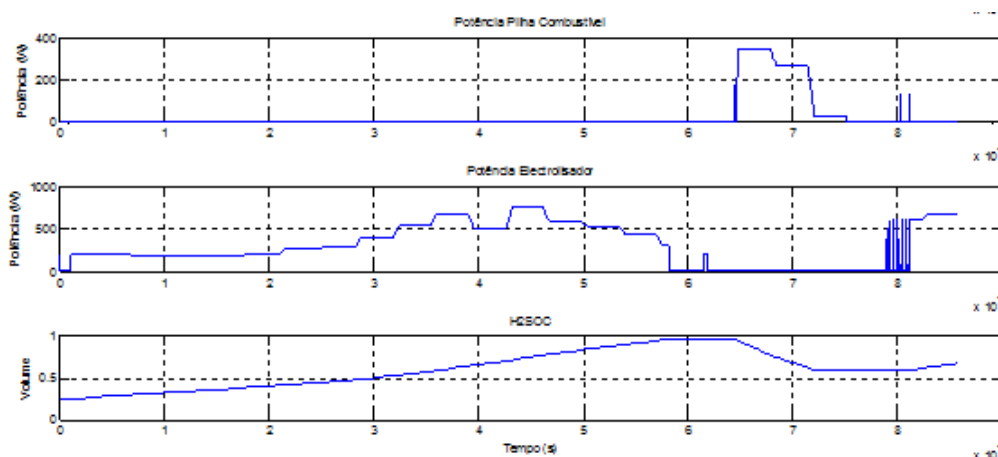
**Figura 4.34 - Produção relativa do mês de Fevereiro**

Similarmente ao mês de Janeiro, a produção fotovoltaica é sempre inferior a 500W. Contudo a produção eólica consegue mesmo ter valores superiores à



produção fotovoltaica durante a disponibilidade solar. Isto é verificado no instante compreendido entre as 12 e 14 horas do dia.

A Figura 4.34 revela que não existe disponibilidade de produção, no período correspondente entre as 18 e 20 horas do dia. Como tal, a pilha de combustível irá colmatar a ausência de energia renovável.



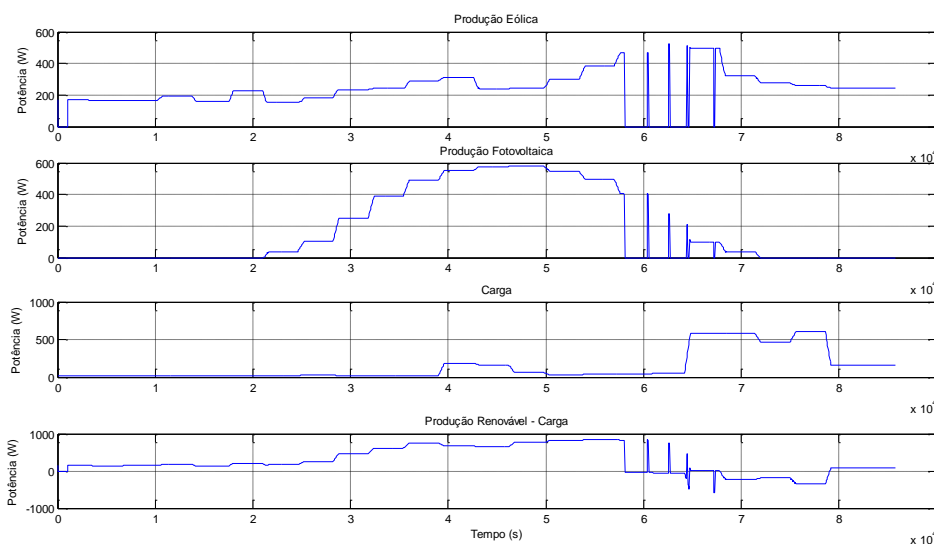
**Figura 4.35 - Pilha e Electrolisador relativos ao mês de Fevereiro**

A figura 4.35 apresenta o comportamento diário da pilha de combustível, electrolisador e estado de carga do tanque de hidrogénio. O eixo vertical corresponde à potência, excepto no comportamento de H2SOC, em que é representado o volume do tanque de hidrogénio.

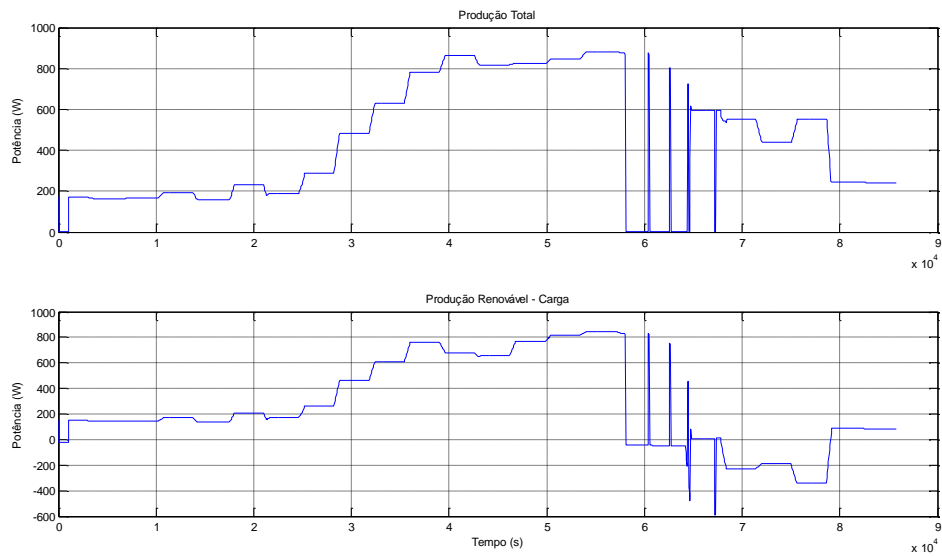
No instante verificado na figura 4.34 em que não existe produção renovável suficiente, de acordo com o algoritmo de controlo, a pilha de combustível irá funcionar. Isto é verificado na figura 4.35. É possível verificar que devido à produção renovável ser elevada durante maior parte do dia, o electrolisador produziu hidrogénio suficiente para atingir o seu máximo. Este factor provoca os picos verificados na figura 4.33 na produção fotovoltaica e eólica, em que passam a acompanhar apenas o consumo do sistema, desligando assim o electrolisador. O sistema é sustentável visto que a pilha consegue acompanhar a carga aquando da insuficiência da produção renovável, não esgotando o volume de hidrogénio disponível.

#### 4.6.1.3.2 Estação de Verão

Nas figuras seguintes apresentam-se os conjuntos de resultados derivados da simulação efectuada para o mês de Julho. É apresentado o comportamento do sistema em relação à sua produção e ao comportamento do armazenamento. Em ambas as figuras, o eixo horizontal apresenta o tempo de funcionamento do sistema em segundos, correspondendo a um dia (Tabela 4.8). No eixo vertical está representado a potência.



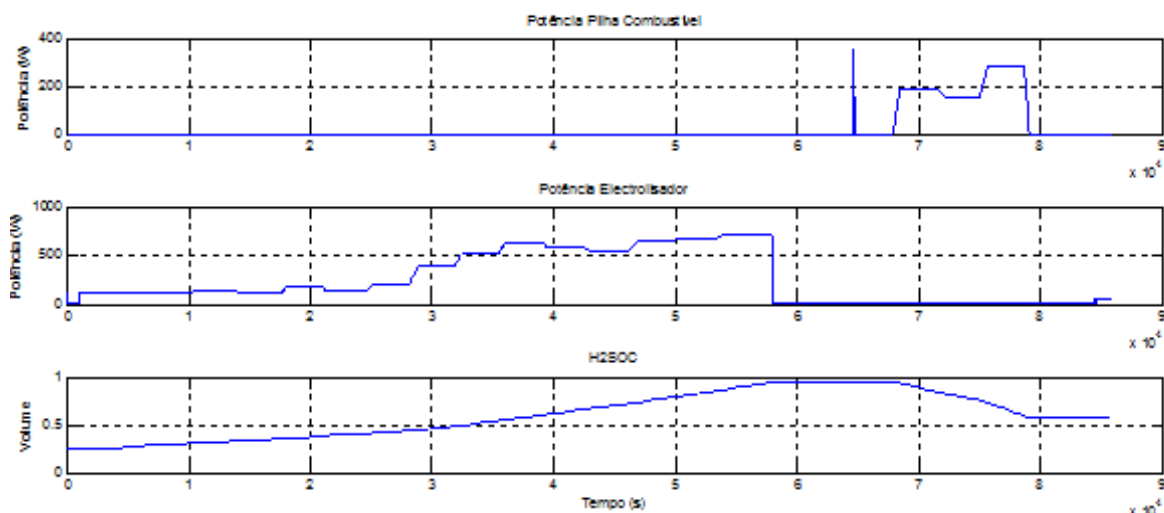
**Figura 4.36 - Comportamento do sistema para o mês de Julho**



**Figura 4.37 - Produção relativa do mês de Julho**

Na figura 4.36 é possível verificar que a produção fotovoltaica tem sempre valores inferiores a 600W enquanto existe disponibilidade solar. Similarmente, a produção eólica também apresenta valores inferiores a 600W ao longo do dia.

A partir da Figura 4.37 verifica-se que existe apenas um período em que não existe disponibilidade suficiente de produção durante o período compreendido entre as 19 e 22 horas do dia. De acordo com o algoritmo de controlo, a pilha de combustível deverá colmatar essa lacuna.



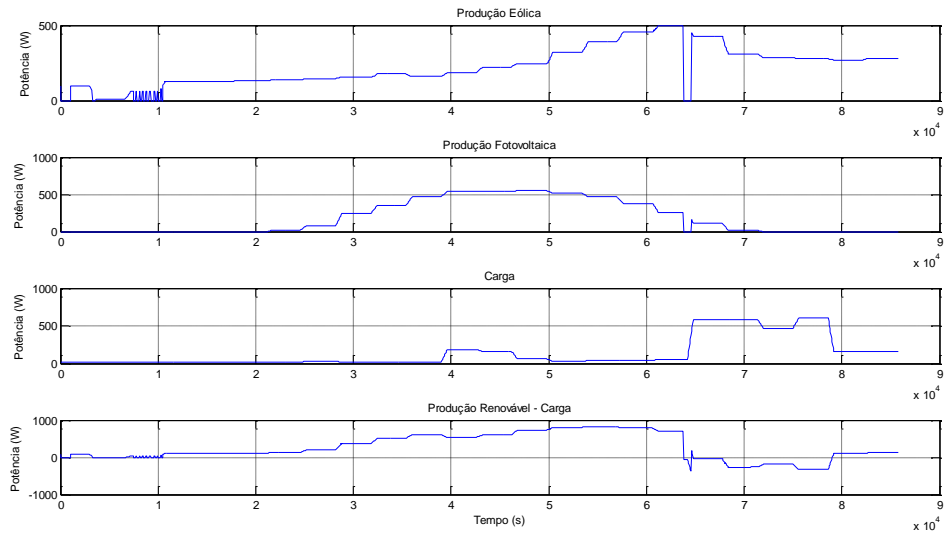
**Figura 4.38 - Pilha e Electrolisador relativos ao mês de Julho**

A figura 4.38 apresenta o comportamento diário da pilha de combustível, electrolisador e estado de carga do tanque de hidrogénio. O eixo horizontal corresponde ao tempo de funcionamento do sistema em segundos, correspondendo a um dia (Tabela 4.8). O eixo vertical corresponde à potência, excepto no comportamento de H2SOC, em que é representado o volume do tanque de hidrogénio.

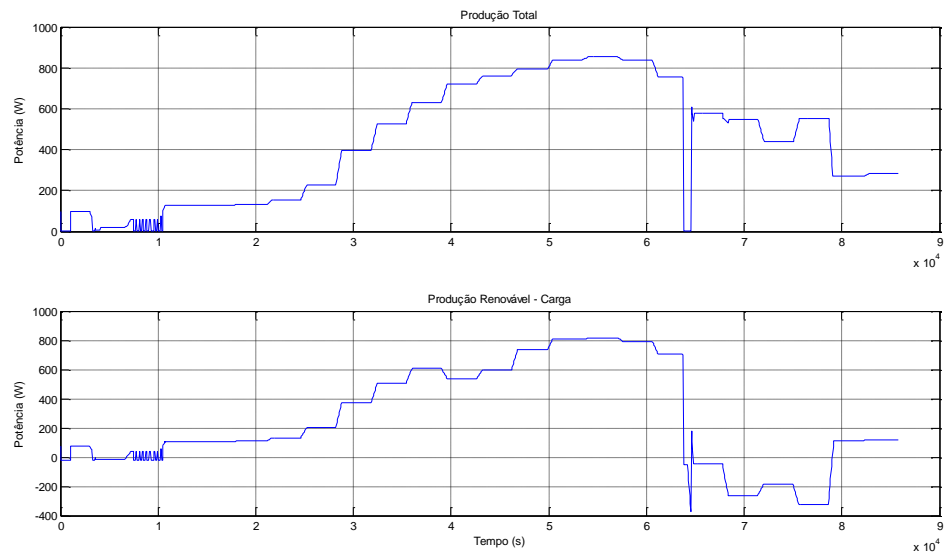
No instante verificado na figura 4.37 em que não existe produção renovável suficiente, de acordo com o algoritmo de controlo, a pilha de combustível irá funcionar. Isto é verificado na figura 4.38. Tal como no mês de Fevereiro, a produção renovável é elevada durante maior parte do dia, permitindo que o electrolisador produza hidrogénio suficiente para atingir o seu máximo. Este factor provoca os picos verificados na figura 4.36 na produção fotovoltaica e eólica, em que passam a acompanhar apenas o consumo do sistema, desligando assim o electrolisador. O sistema é sustentável visto que a pilha consegue acompanhar a carga aquando da insuficiência da produção renovável, não esgotando o volume de hidrogénio disponível.

Nas figuras seguintes apresentam-se os conjuntos de resultados derivados da simulação efectuada para o mês de Agosto. Em ambas as figuras, o eixo horizontal

apresenta o tempo de funcionamento do sistema em segundos, correspondendo a um dia (Quadro 4.8). No eixo vertical está representado a potência.



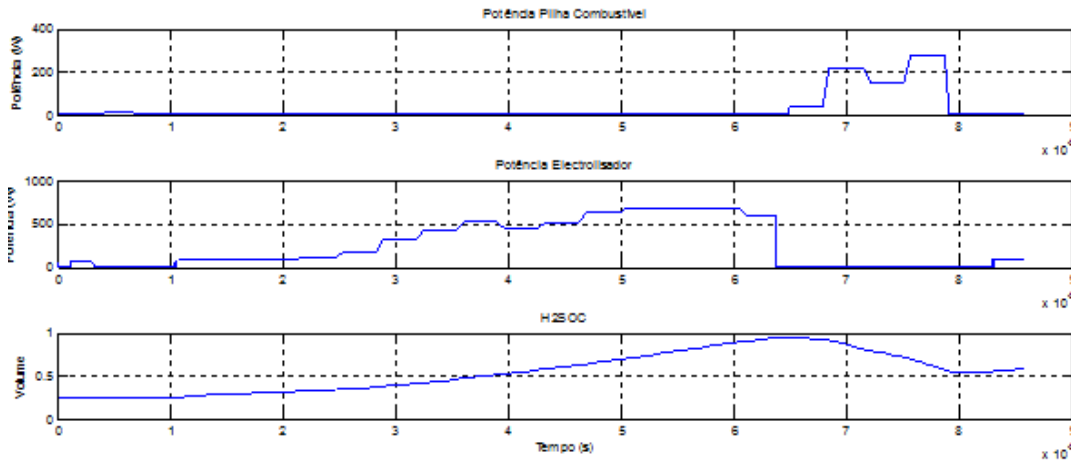
**Figura 4.39 - Comportamento do sistema para o mês de Agosto**



**Figura 4.40 - Produção relativa do mês de Agosto**

De acordo com a figura 4.39, na maior parte de disponibilidade solar, a produção fotovoltaica apresenta valores compreendidos entre os 500W. A produção eólica é sempre menor a 500W.

Não existe disponibilidade de produção entre as 19 e 22 horas do dia. Tal como previsto, o algoritmo de controlo irá permitir que a pilha de combustível funcione.



**Figura 4.41 - Pilha e Electrolisador relativos ao mês de Agosto**

A figura 4.41 apresenta o comportamento diário da pilha de combustível, electrolisador e estado de carga do tanque de hidrogénio. O eixo horizontal corresponde ao tempo de funcionamento do sistema em segundos, correspondendo a um dia (Tabela 4.8). O eixo vertical corresponde à potência, excepto no comportamento de H2SOC, em que é representado o volume do tanque de hidrogénio.

De acordo com a figura 4.41, como de esperado a pilha de combustível funcionou. O electrolisador durante a maior parte do dia produziu hidrogénio suficiente para atingir o seu máximo. Quando o tanque de hidrogénio atinge o seu máximo, o electrolisador é desligado.

#### 4.6.1.4 Análise de resultados

O tanque de hidrogénio tem capacidade máxima de 1400 litros. Por razões de segurança, só se opera entre os 25% e os 95% da sua capacidade (350-1330), o que faz com que o tanque tenha de capacidade útil 980 litros.

A partir da tabela de comparação, obteve-se a relação de comparação de consumos, listada na Tabela 4.8. Esta relação foi aplicada em um algoritmo, descrita no Algoritmo 1, criado em Matlab®, para calcular o tempo de utilização diário do electrolisador e pilha de combustível.

**Tabela 4.8 - Relação de comparação de consumos**

Potência (W)	Consumo(l/min)	Tempo para esvaziar tanque cheio (min)
<b>240</b>	4	245
<b>480</b>	7	140
<b>720</b>	11	89
<b>960</b>	15	65

Através de um programa criado para o efeito em Matlab®, foi possível calcular o tempo de utilização do electrolisador e pilha de combustível.

```

count = 1;
for j = 1 : size(Data_Pelec)
    if Data_Pelec(j, 2) >= 1
        aux(count, 1) = Data_Pelec(j, 1);
        aux(count, 2) = Data_Pelec(j, 2);
        count = count + 1;
    end
end

count_Pelec_Litros = 0;
count_Pelec_Tempo = 0;
[sze, szel] = size(aux);
for j = 1 : sze
    if aux(j, 2) > 250
        count_Pelec_Litros = count_Pelec_Litros + 1;
    else
        if aux(j, 2) > 125
            count_Pelec_Litros = count_Pelec_Litros + 0.5;
        else
            count_Pelec_Litros = count_Pelec_Litros + 0.25;
        end
    end
    if (j > 1)
        if (j < sze)
            if (aux(j+1, 1) - aux(j, 1)) == 60
                count_Pelec_Tempo = count_Pelec_Tempo + 60;
            end
        end
    end
end

count_Pelec_Tempo = count_Pelec_Tempo / 3600;

```

### Algoritmo 1 – Algoritmo desenvolvido para o cálculo do tempo de utilização

O tempo de funcionamento dos equipamentos, após a simulação do modelo para as estações consideradas está representado na Tabela 4.9. Da análise do mesmo quadro, é possível verificar que o mês de Janeiro é o mês em que a pilha de combustível tem maior horas de funcionamento diárias. No entanto, este funcionamento acompanha uma carga de baixo valor, pelo que o mês de Agosto tem um número de horas de funcionamento superior sempre a acompanhar uma carga superior.



**Tabela 4.9 - Horas de funcionamento**

	<b>Janeiro</b>	<b>Fevereiro</b>	<b>Julho</b>	<b>Agosto</b>
<b>Electrolisador</b>	15,45	19,43	17,85	16,31
<b>Pilha</b>	6,6	3,02	3,45	5,55

Foi desenvolvido um segundo algoritmo, Algoritmo 2, também em Matlab®, de modo a calcular o consumo de litros de hidrogénio e capacidade necessária para posterior aplicação de baterias no subcapítulo seguinte. Estes valores serão aproximados por excesso.

```

count = 1;
for j = 1 : size(teste)
    if teste(j, 2) < 0
        aux(count, 1) = teste(j, 1);
        aux(count, 2) = teste(j, 2);
        count = count + 1;
    end
end

count_L = 0;
count_h = 0;
count_P = 0;
xpto = 1;
[sze, szel] = size(aux);
for j = 1 : sze
    results(j, 1) = aux(j, 1);
    results(j, 2) = aux(j, 2);
    if results(j, 2) > -60
        results(j, 3) = 1;
    else
        if results(j, 2) > -120
            results(j, 3) = 2;
        else
            if results(j, 2) > -240
                results(j, 3) = 4;
            else
                if results(j, 2) > -480
                    results(j, 3) = 7;
                else
                    if results(j, 2) > -720
                        results(j, 3) = 11;
                    else
                        results(j, 3) = 15;
                    end
                end
            end
        end
    end
end
count_L = count_L + results(j, 3);

if (j > 1)
    if (j < sze)
        if (aux(j+1, 1) - aux(j, 1)) == 60
            count_h = count_h + 60;
            count_P = count_P + abs(aux(j, 2));
            if count_h == 3600
                whats_h(xpto, 1) = xpto;
                whats_h(xpto, 2) = count_h;
                whats_h(xpto, 3) = count_P;
                count_P = 0;
                count_h = 0;
                xpto = xpto + 1;
            end
        end
    end
end
end

whats_h(xpto, 1) = xpto;
whats_h(xpto, 2) = count_h;
whats_h(xpto, 3) = count_P;
count_P = 0;
count_h = 0;
xpto = xpto + 1;

```

**Algoritmo 2 – Algoritmo para o cálculo de consumo de litros de hidrogénio e capacidade necessária**

Após a simulação do modelo do sistema, obtiveram-se os seguintes resultados, listados na Tabela 4.10.

**Tabela 4.10 – Resultados da simulação**

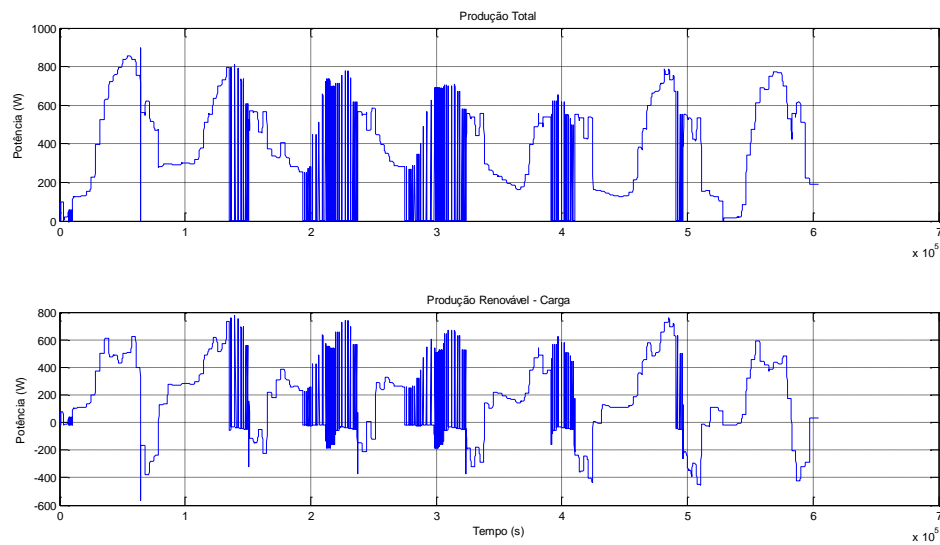
	<b>Janeiro</b>	<b>Fevereiro</b>	<b>Julho</b>	<b>Agosto</b>
<b>Capacidade necessária</b>	51.9114	167.3894	176.3894	177.1645
<b>Litros consumidos</b>	547	977	1042	1221

A partir dos resultados obtidos, verifica-se que no mês de Agosto é o mês com maior número de litros consumidos e com maior capacidade necessária. Devido à capacidade útil do tanque de hidrogénio ser de 980l, nos meses de Julho e Agosto deverá ser utilizado um sistema de gestão de cargas, por forma a gerir a carga, de modo a que quando o tanque estiver nos níveis mínimos, poder-se só acompanhar a produção disponível.

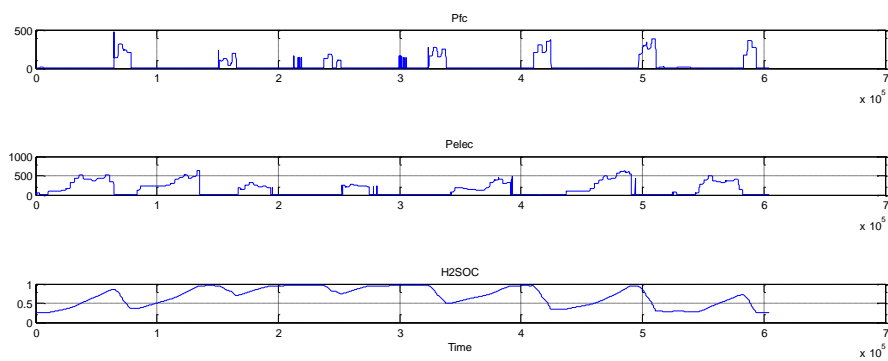
Dos quatros meses verificados, o pior dia regista-se no mês de Agosto. A época de Verão regista piores resultados que época de Inverno, devido à produção eólica ser inferior. Embora exista mais disponibilidade solar, não existe produção eólica suficiente.

De modo, que foi simulado uma semana do mês de Agosto de forma a observar o comportamento do sistema.

O comportamento semanal do mês de Agosto está representado nas figuras 4.42 e 4.43:



**Figura 4.42 - Produção relativa o mês de Agosto**



**Figura 4.43 - Pilha e Electrolisador relativa ao mês de Agosto**

Tal como verificado no caso diário, quando os níveis de hidrogénio estiverem em níveis mínimos, teria de existir um sistema de gestão de cargas. Na semana considerada apenas no último dia, o tanque de hidrogénio não consegue atingir o seu máximo.

## 4.6.2 Sistema com armazenamento a baterias

Neste sistema não é utilizado algoritmo de controlo, devido à simplicidade do sistema.

Para o dimensionamento do sistema simples, Eólico/Fotovoltaico/Baterias, apenas se altera o valor do banco de baterias. O valor considerado para a capacidade diária necessária foi extraída da Tabela 4.11 referido no subcapítulo anterior, sendo que o mês de Agosto foi o considerado. Como se pretende 4 dias de autonomia, utilizando (3.18), vai ser necessário um banco de baterias no valor de 708,658Ah.

Segundo Masters [Masters, 2004], utilizando (3.19), e considerando  $MPD=0,80$  e  $FD(T)=0,97$  por serem valores comuns referidos na literatura vem que a capacidade nominal total do banco de baterias é de 913,219 Ah

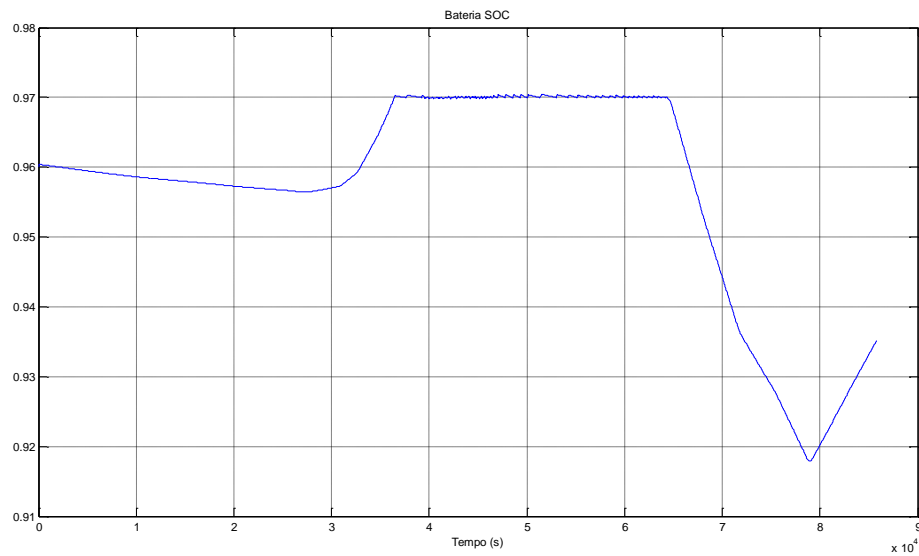
O modelo da bateria utilizado é também um modelo simplificado, utilizando as equações 3.14 e 3.15, sendo que é considerado baterias de ácido-chumbo.

### 4.6.2.1 Simulações

Para este sistema de armazenamento, devido à produção ser igual ao anterior sistema, apenas se verificou o SOC da bateria nas simulações efectuadas. Nas figuras seguintes, o eixo horizontal apresenta o valor temporal em segundos enquanto que o eixo vertical apresenta o valor do volume de SOC da bateria.

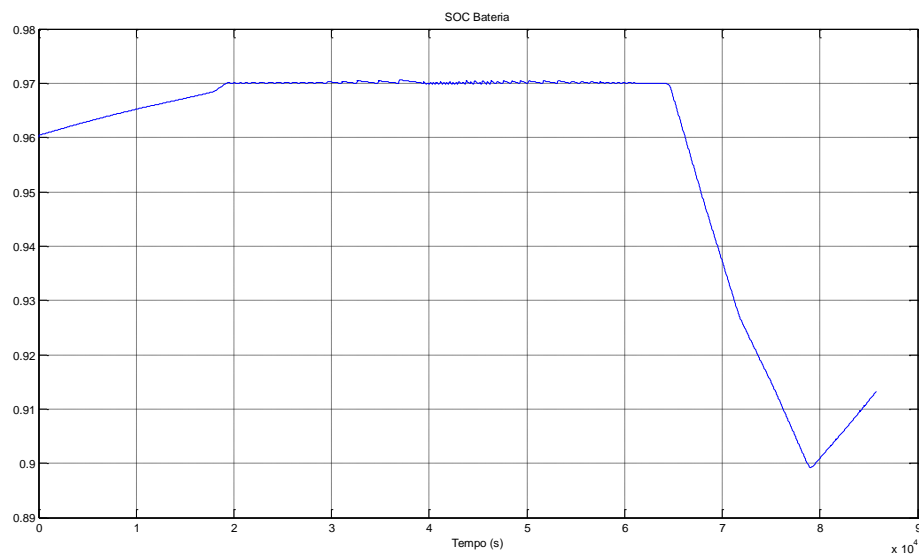
#### 4.6.2.1.1 Estação de Inverno

Na figura 4.44 está representado o comportamento do sistema para um dia de Janeiro. É possível verificar que o banco de baterias consegue acompanhar a carga quando necessário, devido ao seu SOC nunca ser inferior a 80%, valor considerado de um ciclo.



**Figura 4.44 - Estado de carga da bateria para um dia de Janeiro**

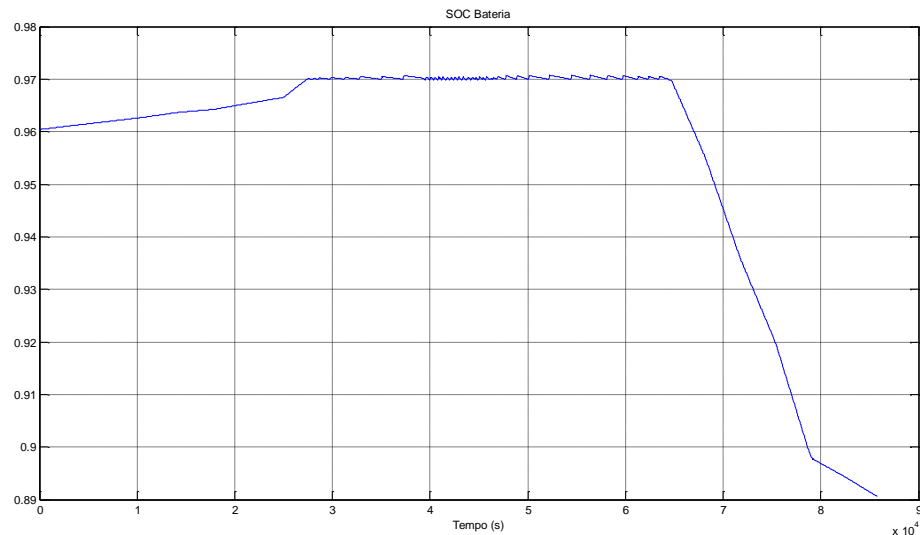
Na figura 4.45 é possível verificar o comportamento do sistema para um dia de Fevereiro. Tal como o mês de Janeiro, o banco de baterias acompanha a carga apresentando assim um comportamento similar.



**Figura 4.45 - Estado de carga da bateria para um dia de Fevereiro**

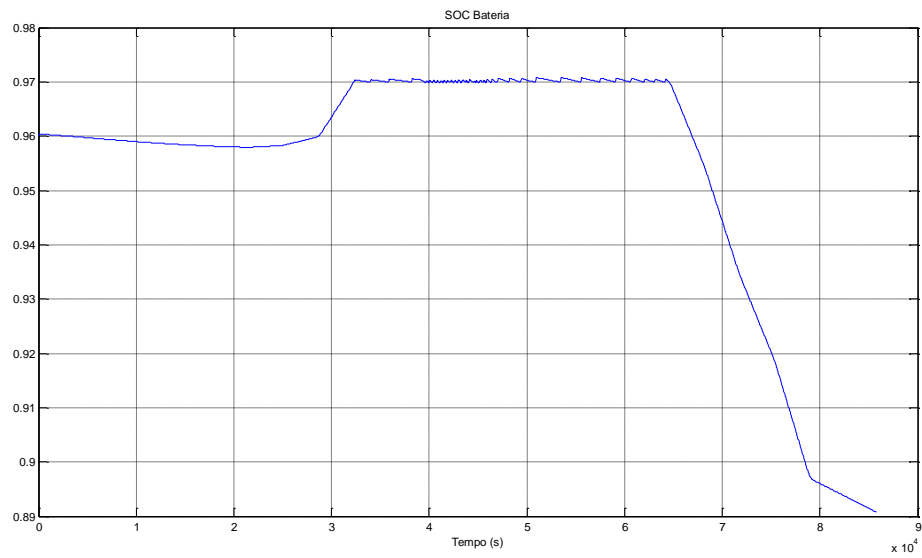
#### 4.6.2.2 Estação de Verão

Um dia do mês de Julho é apresentado na Figura 4.46. É possível verificar que a descarga da bateria chega ao valor de 89%, ainda superior ao valor de um ciclo. Sendo assim, o banco de baterias consegue acompanhar a carga quando solicitado.



**Figura 4.46 - Estado de carga da bateria para um dia de Julho**

Sendo o mês de Agosto, o mês com pior resultado nas simulações efectuadas, era importante verificar o comportamento do sistema para um dia de Agosto (figura 4.47). Contudo, o banco de baterias consegue acompanhar a carga quando solicitado, não chegando a ser completado um ciclo.



**Figura 4.47 - Estado de carga da bateria para um dia de Agosto**



# 5 **Análise Económica**

No presente capítulo efectua-se uma abordagem económica dos sistemas autónomos estudados, com ênfase da análise dos custos ao longo ciclo de vida para comparar dois sistemas autónomos.

O capital inicial de um sistema autónomo, é várias vezes superior ao necessário para adquirir um gerador diesel de potência equivalente. Contudo, a vida útil de aerogeradores e módulos fotovoltaicos está em torno dos 20-30 anos e tem um custo baixo de manutenção comparativamente aos geradores diesel. Por outro lado, a tendência é a diminuição do preço desses componentes no mercado, devido ao aumento da produção e comercialização. O sistema mais económico pode não ser o de menor custo inicial, mas aquele que resulta em menores custos ao final da sua vida útil, daí a importância da análise económica no ciclo de vida das diferentes opções energéticas [IST,DGS, 2004] .

## **5.1 Valor temporal do dinheiro**

O ciclo de vida de um item consiste no custo total e no funcionamento do mesmo durante a sua vida. Alguns custos envolvidos na aquisição e funcionamento de um item são efectuados no momento de aquisição, e outros custos sendo suportados em momentos posteriores. Para comparar dois itens semelhantes, que possam ter custos diferentes em momentos diferentes, é conveniente referir todos os custos no momento de aquisição.

Dois fenómenos afectam o valor do dinheiro ao longo do tempo [Messenger and Ventre, 2005].

-A taxa de inflação,  $i$ , que é uma medida da redução do valor do dinheiro;

-A taxa de desconto,  $d$ , corresponde aos juros que podem ser ganhos.

Assumindo um montante inicial de dinheiro investido numa taxa de  $100d\%$  ao ano, onde  $d$  é a taxa expressa como uma fracção. Depois de  $n$  anos, o valor do investimento será [Messenger and Ventre, 2005]:

$$N(n) = N_0 (1 + d)^n \quad (5.1)$$

Contudo, em termos de poder de compra deste investimento,  $N(n)$  euros não irão comprar a mesma quantidade por esta quantia de dinheiro que teria comprado no momento em que o investimento fora feito. Para dar conta da inflação, note-se que o custo de um item no momento for  $C_0$ , então o custo do item após  $n$  anos, se a taxa de inflação for  $100i\%$  ao ano, será [Messenger and Ventre, 2005]:

$$C(n) = C_0 (1 + i)^n \quad (5.2)$$

É importante verificar que a escolha de valores para  $d$  e  $i$ , equivale a prever o futuro. Dependendo do mecanismo de poupança, a taxa de retorno pode ser fixa ou variável. A inflação é, na melhor das hipóteses, imprevisível [Messenger and Ventre, 2005].

## 5.2 Valor presente

Se  $C_0 = N_0$ , a razão de  $C(n)$  para  $N(n)$  torna-se uma quantidade adimensional,  $Pr$ , que representa o valor actual de um item que irá ser adquirido  $n$  anos mais tarde. É dado por:

$$Pr = \left( \frac{1+i}{1+d} \right)^n \quad (5.3)$$

O valor actual de um item é definido como a quantidade de dinheiro que seria investido no presente com um retorno de  $100d\%$ , a fim de poder comprar o item num

momento futuro, supondo uma taxa de inflação de 100i%. Assim, para o item ser comprado n anos mais tarde, o valor presente é dado por:

$$VP = (Pr)Co \quad (5.4)$$

Por vezes, é necessário determinar o valor presente de uma despesa recorrente. Desde que estas despesas possam ser divididas em uma série de despesas individuais, é possível determinar o valor presente de uma despesa recorrente. O valor actual será então [Messenger and Ventre, 2005]:

$$VP = Co + Co \left( \frac{1+i}{1+d} \right) + Co \left( \frac{1+i}{1+d} \right)^2 + Co \left( \frac{1+i}{1+d} \right)^3 + \dots + Co \left( \frac{1+i}{1+d} \right)^{n-1} \quad (5.5)$$

Sendo  $x = \frac{1+i}{1+d}$ , a equação (4.4) torna-se:

$$VP = Co (1 + x + x^2 + \dots + x^{n-1}) \quad (5.6)$$

Esta equação pode ser simplificada :

$$\frac{1}{1-x} = 1 + x + x^2 + x^3 + \dots = \sum_{i=0}^{\infty} x^i \quad (5.7)$$

Agora o factor de valor presente acumulado pode ser definido como:

$$Pa = \frac{PW}{Co} = \frac{1}{1-x} - \sum_{i=n}^{\infty} x^i = \frac{1}{1-x} - x^n \sum_{i=0}^{\infty} x^i \quad (5.8)$$

ou finalmente :

$$Pa = \frac{1-x^n}{1-x} \quad (5.9)$$

Se a despesa recorrente não ocorrer até ao final do primeiro ano, e se a última compra ocorrer no final da vida útil do sistema, haverá ainda n compras, mas usando x novamente, o factor de valor presente acumulado será

$$\begin{aligned} Pa1 &= x + x + x^2 + x^3 + \dots + x^n \\ &= x (1 + x + x + x^2 + x^3 + \dots + x^{n-1}) = xPa \end{aligned} \quad (5.10)$$

Desde que x esteja no intervalo  $0,95 < x < 1,05$ , e uma vez que a determinação de i e d são na melhor das hipóteses, conjecturais, e como não será incomum comprar o abastecimento de um ano inteiro de uma só vez no início ou no final do ano, as equações (5.9) ou (5.10) irão fornecer uma boas estimativa do valor presente de uma despesa acumulada [Messenger and Ventre, 2005].

### 5.3 Custo do ciclo de vida

Uma vez que VP seja conhecida para todos os custos relativos à aquisição, manutenção e operação de um item, o custo do ciclo de vida é definido como a soma do VP de todos os componentes. O custo do ciclo de vida pode conter elementos relativos ao preço original de aquisição, os preços de reposição de componentes e custos de operação. O cálculo do CCV de um item fornece informações importantes para o processo de decisão da opção mais económica [Messenger and Ventre, 2005].

### 5.4 Custo do ciclo de vida anualizado

Por vezes, é útil comparar o CCV de um sistema numa base anualizada. Dividindo o sistema CCV pela vida útil prevista para o sistema pode parecer ser o caminho para se chegar a um custo anual. Isto, naturalmente, assumiria o custo por ano, para ser o mesmo para cada ano de operação do sistema, o que não é assumido como sendo o caso, no conjunto inicial de hipóteses. Assim, para encontrar o CCVA em euros actuais, é necessário dividir o CCV pelo valor de  $P_a$  ou  $P_{a1}$  utilizados na análise VP para a componente do sistema [Messenger and Ventre, 2005].

### 5.5 Caso de estudo

Foram simulados três casos, de modo a verificar o comportamento dos sistemas propostos no capítulo anterior. Tal como anteriormente, o sistema autónomo com armazenamento a hidrogénio irá ser comparado com o sistema autónomo com armazenamento a baterias.

Os preços verificados para o estudo foram retirados da literatura e de catálogos de fabricantes, sendo que foi considerado para o efeito os equipamentos considerados no capítulo anterior.

Para o sistema com armazenamento com recurso a baterias:

Gerador FV	3299€
Gerador Eólico	3000€
Baterias	3648€

Para o sistema com armazenamento a hidrogénio

Gerador FV	3299 €
Gerador Eólico	3000 €
Pilha de Combustível	7000 €
Electrolisador	6500 €
Armazenamento H2 10kg	10000 €

É considerado que o tempo de vida do sistema seja de 20 anos. No sistema alternativo, as baterias irão ser substituídas de 2 em 2 anos. Embora a capacidade das baterias seja entre 400 a 2000 ciclos, foi assumido que ao final de 2 anos elas terão de ser substituídas por questões de manutenção. Segundo vários autores, as pilhas de combustível têm um tempo de vida na ordem de 5000 a 7500 horas de funcionamento. De acordo com os resultados obtidos no capítulo anterior, considerando que no mês de Agosto a pilha de combustível irão estar em funcionamento 5,5 horas por dia, levará com que a pilha de combustível tenha uma duração de 1363 dias, ou seja 3,73 anos. Será assumido que será substituída a cada 5 anos. O tanque de hidrogénio e electrolisador são assumidos que têm um tempo de vida de 20 anos.

De modo a ser calculado o VP e posterior CCV, foram considerados 3 casos

- Cenário de saída de crise:  $i=0\%$  e  $d=2\%$ ;
- Cenário de crescimento económico moderado a médio prazo:  $i=-2\%$  e  $d=5\%$ ;
- Cenário de “boom” económico:  $i=-7\%$  e  $d=10\%$ .

### 5.5.1 Cenário de saída de crise

Neste cenário, utilizando (5.3), (5.9) e (5.10), vem  $Pr = 0,673$ ,  $x = 0,98$  e  $Pa = 16,619$ . Para as baterias  $Pr5 = 0,9$ ,  $Pr10 = 0,81$  e  $Pr15 = 0,73$ .

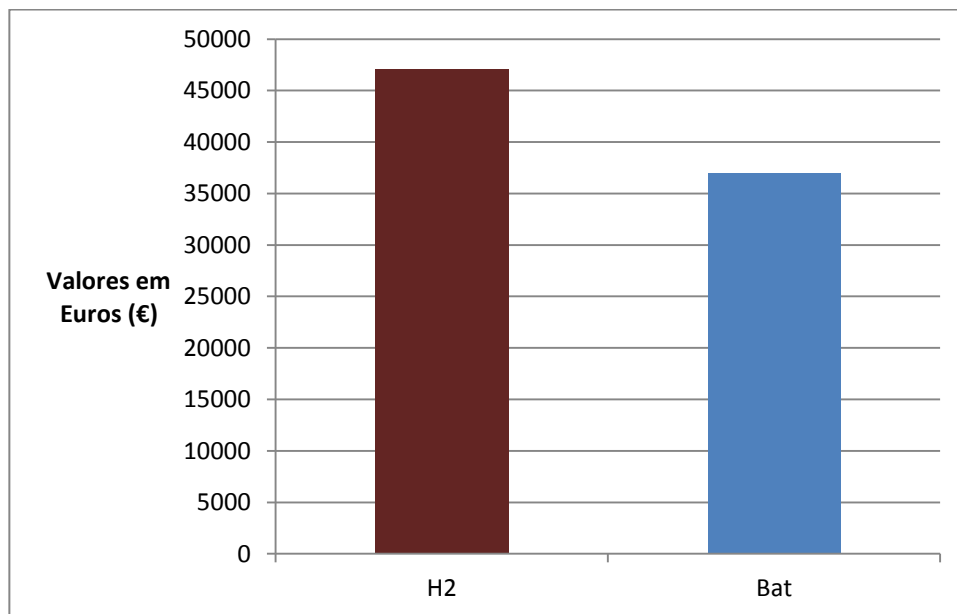
Sistema com armazenamento a hidrogénio:

Componente	Valor inicial	VP
Array FV	3299	3299
Gerador Eólico	3000	3000
Pilha de Combustível	7000	7000
Pilha de Combustível	7000	6300
Pilha de Combustível	7000	5740
Pilha de Combustível	7000	5180
Electrolisador	6500	6500
Armazenamento H2		
10kg	10000	10000
CCV		47019
CCVA		2829

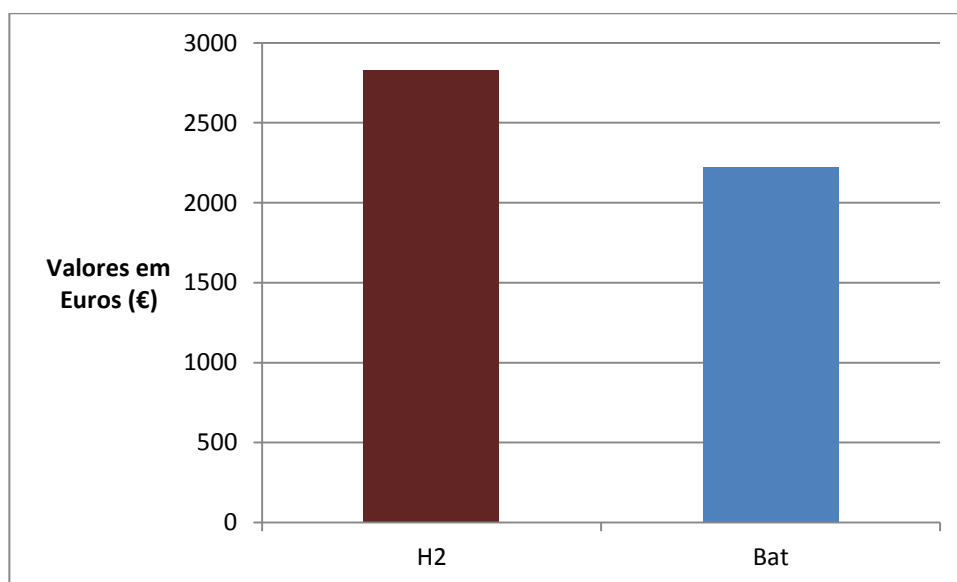
Sistema com armazenamento a baterias:

Componente	Custo inicial	VP
Array FV	3299	3299
Gerador Eólico	3000	3000
Baterias	3648	3648
Baterias 2	3648	3502
Baterias 4	3648	3356
Baterias 6	3648	3210
Baterias 8	3648	3101
Baterias 10	3648	2991
Baterias 12	3648	2882
Baterias 14	3648	2772
Baterias 16	3648	2663
Baterias 18	3648	2554
CCV		36979
CCVA		2225

As figuras 5.1 e 5.2 ilustram os resultados obtidos, de onde é possível verificar que o sistema utilizando armazenamento a hidrogénio é mais dispendioso que o sistema com armazenamento a baterias.



**Figura 5.1 - Cenário de saída de crise - CCV**



**Figura 5.2 - Cenário de saída de crise - CCVA**

### 5.5.2 Cenário de crescimento económico moderado a médio prazo

Neste cenário, utilizando (5.3), (5.9) e (5.10),  $Pr = 0,2526$ ,  $x = 0,93$  e  $Pa = 10,939$ . Para as baterias  $Pr5 = 0,696$ ,  $Pr10 = 0,483$  e  $Pr15 = 0,337$ .

Sistema com armazenamento a hidrogénio:

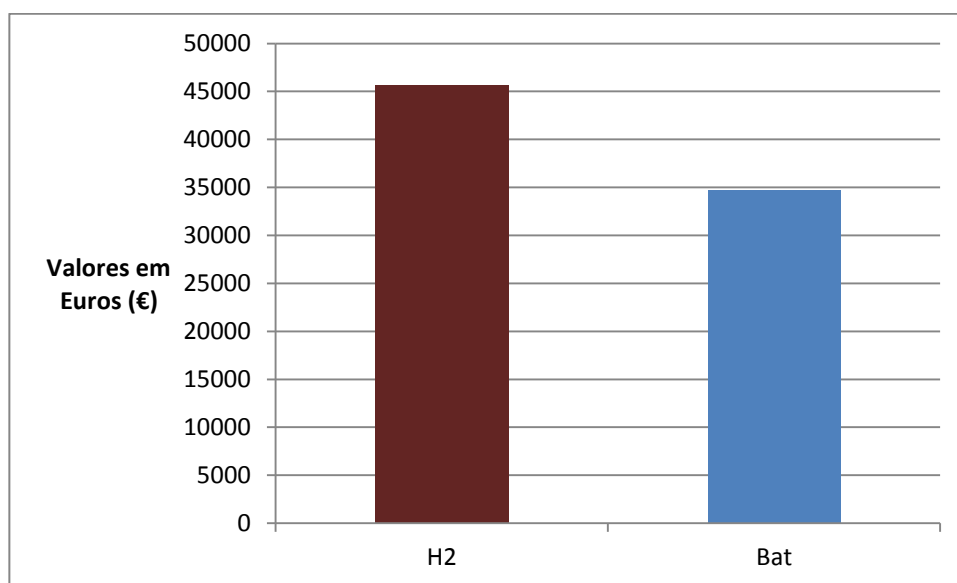
Array FV	3299	3299
Gerador Eólico	3000	3000
Pilha de Combustível	7000	7000
Pilha de Combustível	7000	6020
Pilha de Combustível	7000	5250
Pilha de Combustível	7000	4550
Electrolisador	6500	6500
Armazenamento H2		
10kg	10000	10000
CCV		45619
CCVA		4170

Sistema com armazenamento a baterias:

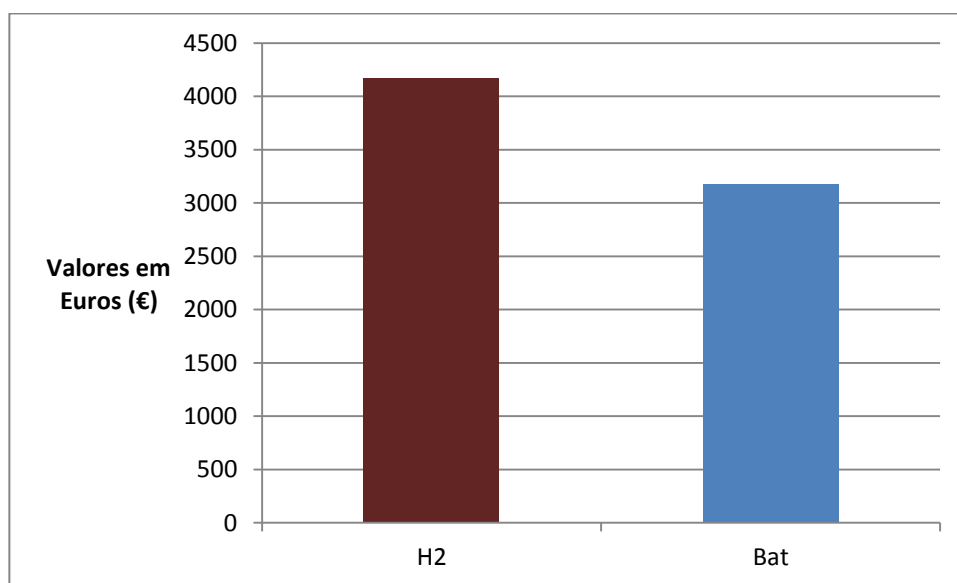
Componente	Custo inicial	VP
Array FV	3299	3299
Gerador Eólico	3000	3000
Baterias	3648	3648
Baterias 2	3648	3429
Baterias 4	3648	3247
Baterias 6	3648	3064
Baterias 8	3648	2882
Baterias 10	3648	2700
Baterias 12	3648	2554
Baterias 14	3648	2444
Baterias 16	3648	2298
Baterias 18	3648	2152
CCV		34717
CCVA		3174



As figuras 5.3 e 5.4 ilustram os resultados obtidos, de onde é possível verificar que o sistema utilizando armazenamento a hidrogénio é mais dispendioso que o sistema com armazenamento a baterias.



**Figura 5.3 - Crescimento económico moderado a médio prazo - CCV**



**Figura 5.4 - Crescimento económico moderado a médio prazo - CCVA**

### 5.5.3 Cenário de “boom” económico

Neste cenário, utilizando (5.3), (5.9) e (5.10),  $Pr = 0,0348$ ,  $x = 0,845$  e  $Pa = 6,229$ . Para as baterias  $Pr5 = 0,43$ ,  $Pr10 = 0,186$  e  $Pr15 = 0,079$ .

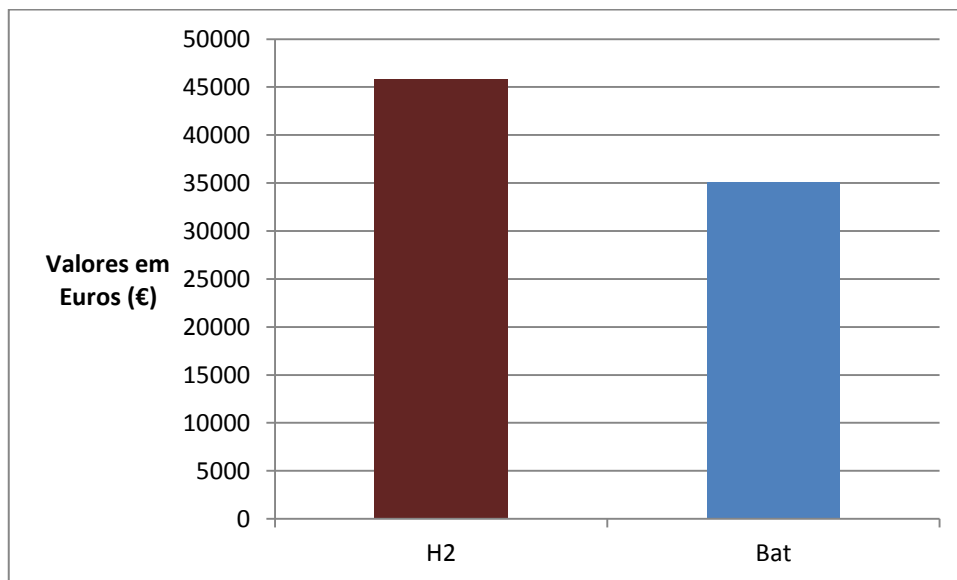
Sistema com armazenamento a hidrogénio:

Componente	Custo inicial	VP
Array FV	3299	3299
Gerador Eólico	3000	3000
Pilha de Combustível	7000	7000
Pilha de Combustível	7000	6090
Pilha de Combustível	7000	5320
Pilha de Combustível	7000	4620
Electrolisador	6500	6500
Armazenamento H2		
10kg	10000	10000
CCV		45829
CCVA		7357

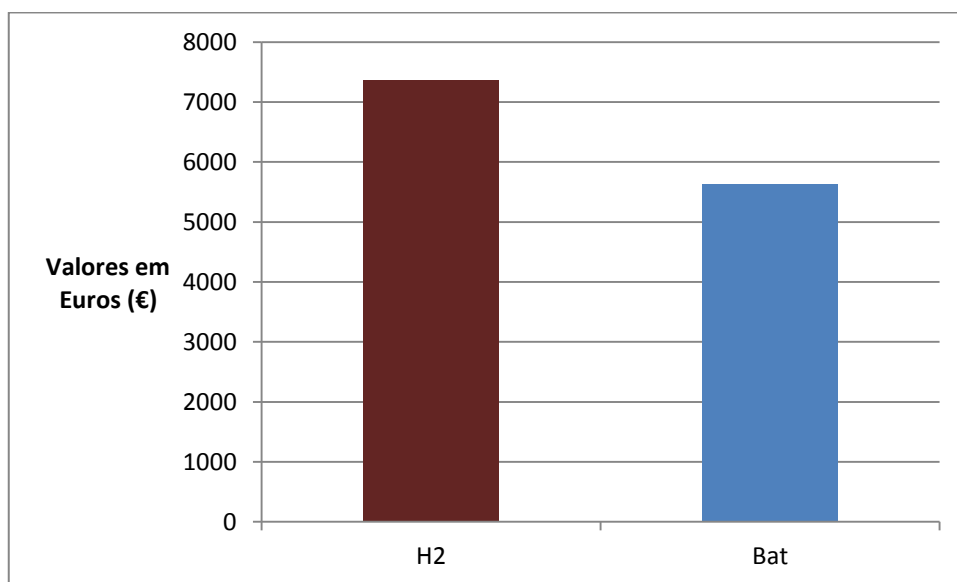
Sistema com armazenamento a baterias:

Componente	Custo inicial	VP
Array FV	3299	3299
Gerador Eólico	3000	3000
Baterias	3648	3648
Baterias 2	3648	3429
Baterias 4	3648	3283
Baterias 6	3648	3100
Baterias 8	3648	2918
Baterias 10	3648	2772
Baterias 12	3648	2627
Baterias 14	3648	2481
Baterias 16	3648	2335
Baterias 18	3648	2189
CCV		35082
CCVA		5632

As figuras 5.5 e 5.6 ilustram os resultados obtidos, de onde é possível verificar que o sistema utilizando armazenamento a hidrogénio é mais dispendioso que o sistema com armazenamento a baterias.



**Figura 5.5 - Boom económico - CCV**



**Figura 5.6 - Boom económico - CCVA**

## **5.6 Análise de resultados**

Em ambos os cenários, é verificado que o sistema com armazenamento a baterias é efectivamente menos dispendioso que o sistema com armazenamento a hidrogénio. Este resultado, penalizador para o sistema com armazenamento a hidrogénio, podia ser agravado devido ao tempo de vida de electrolisador e tanque de hidrogénio considerado ser de 20 anos, valor esse em excesso considerado pelos vários autores. No entanto, se as baterias forem substituídas em valores superiores a dois anos, iria também contribuir para o aumento desta diferença.

# 6 Conclusões e Perspectivas futuras

Neste capítulo, apresentam-se as conclusões finais da presente dissertação, onde resumem-se as ideias e contribuições principais do trabalho.

Os sistemas autónomos para fornecimento regular de energia tornam-se dispendiosos devido às complicações quanto ao sistema de armazenamento, que devem compensar não só as variações instantâneas, bem como a variação da disponibilidade durante o ano. Uma boa estratégia de consumo por parte do utilizador final, pode reduzir o pico de consumo, reduzir a necessidade de armazenamento e os custos de instalação e manutenção.

Foram estudados duas topologias de sistemas autónomos, no qual a produção é assegurada através de energias renováveis, solar fotovoltaica e eólica. O armazenamento foi realizado de duas formas, um com armazenamento por recurso a baterias e o segundo com armazenamento a hidrogénio. No segundo modelo a gestão do armazenamento foi efectuada através de um algoritmo de controlo, onde a produção em excesso irá servir para a produção de hidrogénio. No caso de a produção ser inferior ao consumo, a estratégia deverá passar pela utilização da pilha de combustível.

De acordo com as simulações realizadas, os sistemas autónomos propostos na presente dissertação conseguem satisfazer as necessidades para a estimativa de consumo apresentada. Para implementação num perfil de carga superior, uma definição de objectivos para uma forma do diagrama de carga, bem como uma estratégia de implementação são necessários, de forma a satisfazer o consumo. Será

então necessária a determinação de alternativas técnicas, nomeadamente localização, dimensão e processo.

Através do caso de estudo efectuado no estudo económico, o armazenamento baseado em pilhas de combustível actualmente não é viável devido ao seu elevado custo e ao facto de ainda apresentarem limitações importantes para que se tornem uma solução competitiva. O custo do electrolisador também deve ser levado em conta. Estes componentes são mais dispendiosos do que a tecnologia actualmente utilizada, baterias, que contém vários anos de fiabilidade e rentabilidade. Contudo, a geração de hidrogénio a partir de energias renováveis, poderá ajudar a reduzir a dependência de combustíveis fósseis. Também uma promoção desta tecnologia para o público-alvo através de estratégias e medidas de publicidades e inserções é necessária.

Como perspectivas futuras seria interessante verificar o comportamento físico da integração dos dois sistemas.

# Bibliografia

[Asplund, 2008] Asplund, R. (2008), Profiting from clean energy, John Wiley & Sons, Inc., New Jersey.

[Ballard], [www.ballard.com](http://www.ballard.com)

[Ballard, 2003] Ballard (2003), Introduction to Fuel Cells and Related Technologies January 2003.

[Barbir, 2005] Barbir, F. (2005) PEM FUEL CELLS-Theory and Practice, Elsevier, Connecticut.

[Bludszuweit et al, 2006], Bludszuweit, H. et al (2006), Pre-feasibility study of a grid connected wind-pv hybrid system with energy storage and power prediction, ICREPQ'06 Palma de Mallorca, 5, 6, 7 April 2006.

[BP Solar],  
[http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/solar/bp\\_solar\\_spain/STAGING/local\\_assets/images/MonoSerie4180x270.jpg](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/solar/bp_solar_spain/STAGING/local_assets/images/MonoSerie4180x270.jpg),  
[http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/solar/STAGING/brand\\_assets/images/risol\\_a\\_home\\_180x144\\_.jpg](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/solar/STAGING/brand_assets/images/risol_a_home_180x144_.jpg)

[DGGE, 2004] Direcção-Geral de Energia e Geologia (2004), Eficiência energética em equipamentos e sistemas eléctricos no sector residencial, Amadora.

[DOE], <http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells>

[Dufo-López et al, 2008], Dufo-López, R., et al (2008), Demand Side Management in hybrid systems with hydrogen storage in several demand scenarios in Aragon, 17th World Hydrogen energy Conference Brisbane June 2008.

[El-Shatter et al,2006], El-Shatter,T. et al (2006), Energy flow and management of a hybrid wind/PV/fuel cell generation system, Energy Conversion and Management 47 (2006) 1264-1280.

[European Comission, 2005] European Comission (2005), Energy Scientific and Technological Indicators and References, Brussels.

[Farret and Simões, 2006] Farret, F. , Simões M. (2006), Integration of alternative sources of energy, John Wiley & Sons, Inc., New Jersey.

[Hoffmann, 2005], Hoffmann, W. (2005), Test of a 1500W Fuel Cell at practical condition as a source of back-up power in an UPS-System.

[Hulshorst, 2008] Hulshorst,W. (2008), "How to" Manual to Small Scale Wind Energy Systems,Leonardo Energy, [www.leonardo-energy.org](http://www.leonardo-energy.org)

[Iberdrola Renovables], <http://www.iberdrolarenovables.es/>

[IST,DGS, 2004] IST,DGS (2004), Energia Fotovoltaica manual sobre tecnologias, projecto e instalação, Janeiro de 2004

[Jacobs and Beukes, 2006] Jacobs, T., Beukes, J. (2006), Suitability of Fuel Cell Technology for Electricity Utility Standby Power Applications, Telecommunications Energy Conference, 2006. INTELEC '06. 28th Annual International Sept. 2006 Page(s):1 – 7

[K. van Alpehen et al, 2007] K. van Alpehen et al, Renewable energy Technologies in the Maldives-determining the potential, Renewable and Sustainable Energy Reviews 11 (2007) 1650-1674.

[Kreith and Goswami, 2007] Kreith, F., Goswami, D. (2007), Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy.

[Kuang and Easler, 2007] Kuang, K, Easler,K. (2007), Fuel Cell Electronics Packaging, Springer,New York.

[Larminie and Dicks, 2003] Larminie,J. Dicks,A. (2003), Fuel Cell Systems Explained, John Wiley & Sons, West Sussex.

[Leão Rodrigues, 2005] Leão Rodrigues, A. (2005), Apontamentos da disciplina de Redes de Energia Eléctrica, Portugal.

[Lee et al., 2007] Lee, S. et al.(2007), Handbook of Alternative Fuel Technologies, CRC Press, Boca Raton



[Linden and Reddy, 2002] Linden,D. , Reddy T. (2002), Handbook of Batteries, McGraw-Hill,New York.

[Loureiro, 2009] Loureiro, D. (2009), Desenvolvimento da Energia Solar em Portugal, INETI, Portugal.

[Luque and Hegedus, 2003] Luque,A. , Hegedus, S. (2003), Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, John Wiley & Sons, West Sussex.

[Martins et al, 2007] Martins, J.F., Joyce, A., Rangel, C., Sotomayor,J., Castro, R., Pires, A., Carvalho, J., Silva, R.A., Viana, S., RenH2- Stand-Alone Energy System Supported by Totally Renewable Hydrogen Production, POWERENG 2007, 12-14 April 2007 Page(s):566 - 570

[Masters, 2004] Masters, G. (2004), Renewable and Efficient Electric Power Systems, John Wiley & Sons, Inc., New Jersey.

[Manwell et al., 2002] Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L. (2002), Wind Energy Explained Theory, Design and Application, John Wiley & Sons, West Sussex.

[MEI, 2007] Ministério da Economia e da Inovação (2007), Energias Renováveis em Portugal, 2007.

[Messenger and Ventre, 2005] Messenger, R., Ventre J. (2005), Photovoltaic Systems Engineering,CRC Press,Boca Raton

[Mills & Al-Hallaj, 2004] Mills, A., Al-Hallaj, S. (2004), Simulation of hydrogen-based hybrid systems using Hybrid2, International journal of Hydrogen Energy 29 (2004) 991-999.

[Murta Pina, 2009] Murta Pina, J. (2009), Apontamentos da disciplina de Tecnologias em Energias Renováveis II - Integração e Utilização Sustentável, Portugal.

[NORDEX], [www.nordex-online.com/](http://www.nordex-online.com/)

[Rajashekara, 2005] Rajashekara K., Fellow, IEEE (2005), Hybrid Fuel-Cell Strategies for Clean Power Generation, IEEE Transactions on Industry Applications, vol.41, no3, May/June 2005.

[Roriz et al, 2010] Roriz, L., Rosendo,J., Lourenço, F., Calhau, K. (2010), Energia solar em edifícios, Amadora.

[Silva, 2004] Silva, Rui Neves (2004), Controlo e Decisão na Energia, Aula 9: Sistemas de Células de Combustível, Portugal.

[Simões et al, 2009] Simões, J., Coelho, M., Fernão Pires, V., Martins, J. F. (2009), MATLAB/SIMULINK Based Teaching System for a Stand-Alone Energy System Supported by Totally Renewable Hydrogen Production, ICEIE09 (3rd IEEE International Conference on e-Learning in Industrial Electronics), Porto.

[Sousa, 2002] Sousa, T. (2002), Previsão Meteorológica em Portugal Continental utilizando o modelo operacional e de investigação MM5. Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Ecologia, Gestão e Modelação dos Recursos Marinhos, Instituto Superior Técnico, Novembro 2002.

[Šúri, 2007] Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A.,( 2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. Solar Energy, 81, 1295–1305, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

[Tina and Brunetto, 2009] Tina, A. and Brunetto, C. (2009), Short-term scheduling of a wind generation and hydrogen and storage in the electricity market, European Transactions on Electrical Power, Wiley Interscience.

[Twidell and Weir, 2006] Twidell,J. , Weir T. (2006), Renewable energy resources, Taylor & Francis, Oxon.